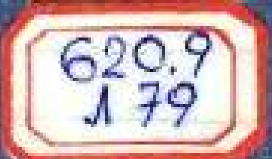


Ю.А. Лосюк
В.В. Кузьмич

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Ю.А. Лосюк
В.В. Кузьмич

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Допущено Министерством образования
Республики Беларусь в качестве учебного пособия
для студентов энергетических специальностей
учреждений, обеспечивающих получение
высшего образования

Минск
УП «Технопринт»
2005

УДК 620.97 (075.8)
ББК 31.15я7
Л 79

Рецензенты:
Кафедра «Электроснабжение» ГГТУ им. П.О.Сухого;
Ганжа В.Л., доктор технических наук, профессор.

Лосюк Ю.А.
Л 79 Нетрадиционные источники энергии [Текст]: учебное пособие / Ю.А. Лосюк, В.В. Кузьмич. —Мн.: УП «Технопринт», 2005. —234 с.
ISBN 985-464-542-8

В книге рассматриваются физические основы процессов, протекающих при конверсии возобновляемых нетрадиционных источников энергии: солнечной энергии, энергии ветра, биомассы и других.

Приводятся методы расчетов потоков солнечной радиации и параметров конверсионных технологических процессов. Анализируются тепловые схемы этих процессов.

Пособие предназначается для изучения основ нетрадиционной энергетики студентами технических и сельскохозяйственных вузов. Оно может быть полезно для специалистов, использующих возобновляемые источники энергии.

УДК 620.97 (075.8)
ББК 31.15я7

ISBN 985-464-542-8

ВВЕДЕНИЕ

Последние 25–30 лет заметно усилилось внимание к поиску и освоению нетрадиционных источников энергии, которые отличаются от ископаемых органических ресурсов своими громадными запасами, т.е. они практически неисчерпаемы или периодически возобновляются.

К числу нетрадиционных источников относят энергию Солнца, ветра, ежегодно возобновляемую органическую массу (биомассу), энергию, концентрируемую океаном в виде морских волн, течений, приливов и отливов, нагретых поверхностных слоев, энергию рек.

Толчком к применению новых технологий в преобразовании энергии нетрадиционных источников послужили два фактора: энергетический кризис начала 70-х годов и повышение требований к охране окружающей среды.

Мировое сообщество стало осознавать, что запасы ископаемых энергоносителей не безграничны. По прогнозам, при замораживании энергопотребления на современном уровне нефть будет исчерпана через 80 лет, природного газа хватит на 150 лет, а каменного угля — на 500 лет. Справедливость этих предсказаний подтверждается и в Республике Беларусь: уровень добычи нефти с 8 млн т в год в недавнем прошлом сократился до 1,5 млн т в год в настоящее время.

Наряду с неисчерпаемостью для нетрадиционных источников характерно резкое сокращение вредного воздействия на экологию в виде выбросов диоксида углерода CO_2, окислов серы, азота, твердых частиц и др.

В 1997 г. на международной конференции в японском городе Киото был подписан протокол, в соответствии с которым многие ведущие промышленные страны взяли на себя обязательства значительно снизить уровень вредных

выбросов по сравнению с 1990 г., чтобы оздоровить экологическую обстановку и уменьшить влияние парникового эффекта загрязненной атмосферы. Реализация этих договоренностей возможна при сокращении применения ископаемых энергоносителей или более широкого вовлечения нетрадиционных источников энергии.

Некоторые страны, например, Швеция (по решению парламента) и ФРГ (под давлением общественности) намерены отказаться от эксплуатации блоков АЭС и подыскивают им замену, в том числе с помощью нетрадиционной энергетики.

Следует отметить и недостатки новых источников энергии. Прежде всего, это малая плотность потока энергии, что вынуждает предварительно концентрировать энергетические потоки с больших площадей и создавать громоздкие сооружения для их взаимных превращений. Далее, в основе нетрадиционных источников лежат природные явления, интенсивность которых подвержена сильным колебаниям в зависимости от региона, сезона, времени суток. В результате усложняются системы преобразования энергии, повышается их стоимость.

Однако во многих случаях указанные недостатки с успехом преодолеваются.

Возможности нетрадиционной энергетики оцениваются Мировым энергетическим советом следующим образом: в начале XXI века до 6% общего энергопотребления приходится на долю нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ), а к 2030 г. НВИЭ могут дать энергию, эквивалентную 50–70% современного уровня.

В Беларуси доля нетрадиционной энергетики может составить приблизительно 25% от потребности в энергоносителях или до 10 млн тонн условного топлива в год.

ГЛАВА 1
СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ

1.1. Потенциал солнечной энергии и ее характеристики

Солнце является главным первичным источником нетрадиционной энергетики. Оно имеет колоссальные размеры — диаметр 1392 тыс. км, а массу $2 \cdot 10^{30}$ кг. Располагается на среднем расстоянии 150 млн км от Земли.

Солнечная энергия излучается в пространство благодаря термоядерной реакции, которая протекает внутри звезды. В этой реакции водород превращается в гелий. Масса ядра гелия меньше массы 4 протонов, поэтому часть массы превращается в энергию. Мощность потока солнечного излучения составляет $2 \cdot 10^{23}$ кВт. Температура в центре Солнца достигает 8–10 млн К, понижаясь к поверхностным слоям до 5800 К.

На Землю падает поток энергии, равный $1{,}7 \cdot 10^{14}$ кВт. Это означает, что в течении менее одного часа Земля получает столько энергии, сколько будет достаточно для удовлетворения всех энергетических потребностей человечества в течении года.

Основной величиной, характеризующей солнечную энергию, является солнечная постоянная, т.е. плотность потока излучения, падающего на площадку, перпендикулярную этому излучению и расположенную над атмосферой. Ее численное значение — 1353 Вт/м^2.

В связи с постепенным затуханием Солнца эта величина уменьшается за год на (0,041±0,002)%.

Проходя через атмосферу, солнечное излучение ослабляется. Оно частично пронизывает атмосферу прямыми лучами, частично поглощается моле-

кулами водяного пара и трех- и многоатомных газов, пылевидными включениями, частично рассеивается и достигает земной поверхности в виде рассеянного (диффузного) излучения.

На уровне Земли солнечная постоянная не превышает 1000 Вт/м^2.

Прямое и рассеянное излучение ведут себя по-разному. Прямыми лучами можно управлять, применяя соответствующие оптические системы, диффузное излучение не поддается концентрации и управлению.

Солнечное излучение, достигающее земной поверхности, неоднородно. Его можно разделить на ультрафиолетовый диапазон (длина волны $\lambda<0,38$ мкм), видимое излучение (длина волны $0,38<\lambda<0,78$ мкм) и инфракрасный диапазон ($\lambda>0,78$ мкм). Каждый участок спектра вносит свою долю энергии излучения: ультрафиолетовый — 7%; видимый — 47%; инфракрасный — 46% [1].

Облученность рассматриваемой площадки зависит от географической широты (к тропикам она больше), времени года, суток, наличия облаков и загрязнений в атмосфере, от угла наклона к горизонту. В любом случае наклонная облучаемая площадка получает больше энергии, чем горизонтальная.

Климатические справочники дают возможность уточнять солнечную радиацию в каждом географическом районе.

1.1.1. Расчет прихода солнечной радиации на тепловоспринимающую поверхность

Причина влияния широты местности и времени года станет ясной, если рассмотреть траекторию движения Земли вокруг Солнца, которая представляет собой эллипс с Солнцем в одном из фокусов. Расстояние между Солнцем и Землей изменяется в течение года. Земля ближе всего к Солнцу в декабре ($1,445 \cdot 10^{11}$ м), и дальше всего в июне ($1,543 \cdot 10^{11}$ м). Это относительно небольшое изменение расстояния приводит к ощутимому различию в солнечном излучении, падающем на поверхность Земли, которое обратно пропорционально квадрату расстояния.

Благодаря движению Земли вокруг Солнца по эллиптической орбите солнечное излучение, воспринимаемое атмосферой, изменяется по временам года. В начале января, когда Солнце ближе всего находится к Земле, внеатмосферное излучение возрастает до 1,43 кВт/м^2, а в июле, когда Солнце дальше всего расположено от Земли, оно уменьшается до 1,33 кВт/м^2 [2].

Прямая солнечная радиация представляет собой поток излучения, поступающего от Солнца и измеряемого в плоскости, перпендикулярной солнечным лучам. Рассеянная радиация поступает на Землю от остальной части небесной полусферы, претерпев рассеяние при прохождении через атмосферу.

Количество прямого солнечного излучения, улавливаемого поверхностью, зависит от угла падения, определяемого как угол между нормалью к поверхности и направлением лучей, идущих от Солнца.

Для расчета прихода солнечной радиации на наклонную лучепоглощающую поверхность необходимо знать углы падения солнечных лучей на наклонную и горизонтальную поверхности в данном месте. Положение некоторой точки *A* на земной поверхности относительно солнечных лучей в данный момент времени определяется широтой ее месторасположения φ, угловым солнечным временем ω и склонением Солнца δ (рис. 1.1). Широта φ — это угол между линией, соединяющей точку А с центром Земли О, и ее проекцией на плоскость экватора. Угловое солнечное время ω — это угол, измеренный в экваториальной плоскости между проекцией линии ОА и проекцией линии, соединяющей центры Земли и Солнца. Если каждый час измерять смещение Солнца относительно положения в полдень, то получим ряд значений угла ω, характеризующих его угловые перемещения вокруг этой оси в зависимости от времени t после полудня, тогда $\omega = t/24 \cdot 360 = t/24 \cdot 2\pi = 0{,}262 \cdot t$ рад.

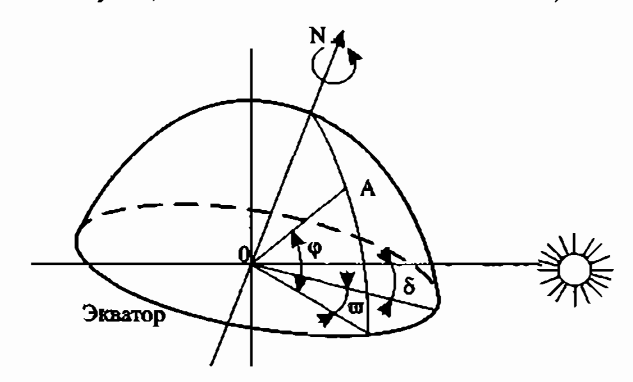


Рис. 1.1. Схема кажущегося движения Солнца по небосводу

Склонение Солнца δ — это угол между линией, соединяющей центры Земли и Солнца, и ее проекцией на плоскость экватора. Склонение Солнца в

течение года непрерывно изменяется от –23°5′ в день зимнего солнцестояния 22 декабря до 23°5′ в день летнего солнцестояния 22 июня и равно нулю в дни весеннего (21 марта) и осеннего (23 сентября) равноденствия.

Угол склонения Солнца в данный день определяется по формуле [1]:

$$\delta = 23{,}5 \sin\left(360^\circ \frac{284 + n}{365}\right), \qquad (1.1)$$

где n — порядковый номер дня, отсчитанный от 1 января. В качестве n обычно берется номер среднего расчетного дня месяца для 1–12 месяцев года.

Данные солнечного склонения δ для среднего дня 1–12 месяцев приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°, град.	–20,9	–13	–2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	–9,6	–18,9	–23

В расчетах солнечной радиации используется также зенитный угол Солнца θ_z, угол высоты α и азимут α_s (рис. 1.2), а также азимут поверхности $\alpha_н$ (рис. 1.3). Зенитный угол Солнца θ_z — угол между направлением на Солнце и вертикалью к горизонтальной плоскости. Зенитный угол вычисляется по следующей формуле:

$$\cos\theta_z = \cos\omega \cdot \cos\varphi \cdot \cos\delta + \sin\varphi \cdot \sin\delta. \qquad (1.2)$$

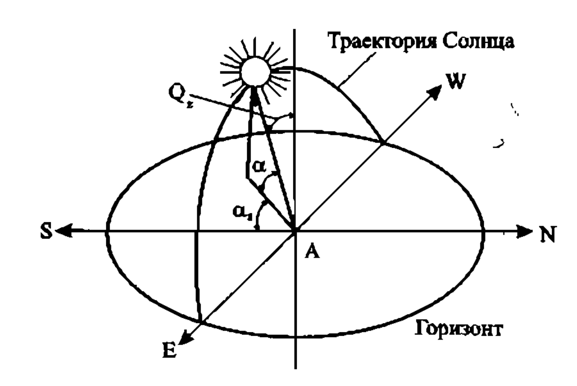


***Рис. 1.2.** Углы, определяющие положение точки на земной поверхности относительно солнечных лучей*

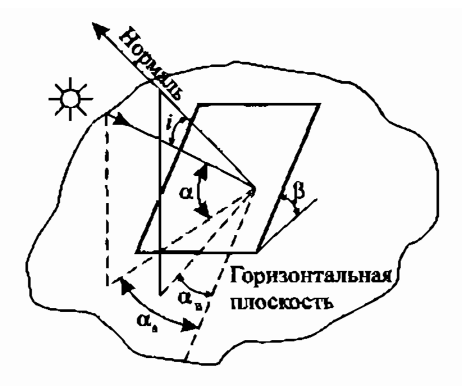


Рис. 1.3. Углы, характеризующие положение точки на наклонной поверхности относительно солнечных лучей

Высота Солнца α над горизонтом — угол в вертикальной плоскости между солнечным лучом и его проекцией на горизонтальную плоскость. Угол высоты Солнца $\alpha = 90° - \theta_z$, поэтому $\sin\alpha = \cos\theta_z$. Очевидно, в полдень высота Солнца $\alpha = 90° - \varphi + \delta$, но в другое время суток кажущееся положение Солнца определяется несколько труднее, т.е.

$$\sin\alpha = \cos\omega \cdot \cos\varphi \cdot \cos\delta + \sin\varphi \cdot \sin\delta. \quad (1.3)$$

Осеннее и весеннее равноденствия наступают, когда Солнце пересекает экватор. На территории Республики Беларусь Солнце никогда не находится над головой, но его высота бывает максимальной во время летнего солнцестояния.

Знать высоту Солнца очень важно. При большей высоте солнечное излучение проходит более короткое расстояние, пересекая атмосферу, при меньшей — пересекает гораздо большую массу воздуха.

Длина пути излучения характеризуется величиной m, которая называется массой атмосферы. При m=1 рассматривается длина пути по вертикали, отсчитываемая от уровня моря, а Солнце находится в зените. Если зенитный угол $\theta_z = 60°C$, то масса атмосферы m =2.

С увеличением высоты Солнца возрастает число световых часов, во время которых можно аккумулировать солнечную энергию. Расчеты для всех широт показали, что на территории нашей республики Солнце имеет максимальную высоту $\alpha = 62{,}1°$ на 51° с.ш., $\alpha = 60{,}1°$ на 53° с.ш., $\alpha = 57{,}1°$ на 56° с.ш.

Азимут α_s Солнца — это угол в горизонтальной плоскости между проекцией солнечного луча и линией, направленной на юг. Значения азимута Солнца на территории республики вычисляются по формуле

$$\sin\alpha_s = (\cos\delta \cdot \cos\omega) / \cos\theta_z. \qquad (1.4)$$

Азимут поверхности $\alpha_н$ измеряется как угол между нормалью к поверхности и направлением на юг (рис. 1.3).

Тепловоспринимающая поверхность принимает наибольшее количество солнечной энергии в том случае, когда она расположена перпендикулярно к падающим солнечным лучам. При отклонении поверхности на юго-запад или юго-восток не более чем на 15° получим гелиорадиации около 99%.

Для определения возможного падающего солнечного излучения на поверхность, когда она поворачивается на некоторый угол β относительно горизонтальной плоскости, были произведены расчеты для всех широт республики при углах β от 0° до 90°.

Расчеты показывают, что для получения максимальной тепловой энергии (100%) поверхность должна быть установлена под углом β к горизонту в диапазонах, указанных в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Значения оптимального угла наклона поверхности южной ориентации к горизонту на территории Республики Беларусь

Месяц	ШИРОТА						Средний диапаз. опт.угла	Опти-мальн. угол
	51°	52°	53°	54°	55°	56°		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	69–75	70–76	71–77	72–78	73–79	74–80	69–80	75
2	62–66	62–68	63–69	64–70	65–71	66–72	62–72	67
3	51–56	52–57	53–58	54–59	55–60	56–61	51–61	56
4	39–44	40–45	41–46	42–47	43–48	44–49	39–49	44
5	30–35	31–36	32–37	33–38	34–39	35–40	30–40	35
6	25–31	26–32	27–33	28–34	29–35	30–36	25–36	31
7	27–32	28–33	29–34	30–35	31–36	32–37	27–37	32
8	35–40	36–41	37–42	38–43	39–44	40–45	35–45	40
9	46–51	47–52	48–53	49–54	50–55	51–56	46–56	51
10	58–62	59–64	60–65	61–66	62–67	63–68	58–68	63

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	67–73	68–74	69–75	70–76	71–77	72–78	67–78	73
12	71–76	72–78	73–79	74–80	75–81	76–82	71–82	77

Если установить угол наклона поверхности на 5–10° меньше или больше указанного диапазона, то получим не менее 90% солнечной энергии.

Следовательно, при сезонном использовании (апрель — сентябрь) гелиосистем южной ориентации угол наклона поверхности β к горизонтальной плоскости должен быть 39°, для зимы (декабрь — февраль) β = 73°, для лета (июнь — август) β = 34°, при круглогодичном β = 54°.

При расположении поверхности под оптимальным углом β к горизонту и при $\alpha_н = \alpha_s$, т.е. когда гелиоколлектор следит за движением Солнца в течение дня по его азимуту, с 10 ч до 14 ч во все месяцы будет получено в среднем тепловой энергии более 99%, только после 17 ч будет теряться гелиорадиации 15–30% в летний период и 10–20% — зимой.

В процессе движения Солнца по небу соответственно изменяется угол падения солнечных лучей. Наибольший эффект достигается в том случае, когда панель коллектора поворачивается за движением Солнца по азимуту и относительно горизонта, в этом случае лучи будут падать на нее перпендикулярно.

Угол падения солнечных лучей на произвольно ориентированную поверхность, имеющую азимут $\alpha_н$ и угол наклона к горизонту β, определяется по формуле

$$\cos i = \sin\beta[\cos\delta\,(\sin\varphi\,\cos\alpha_н\,\cos\omega + \sin\alpha_н\,\sin\omega) - \\ - \sin\delta\,\cos\varphi\,\cos\alpha_н] + \cos\beta\,[\cos\delta\,\cos\varphi\,\cos\omega + \sin\delta\,\sin\varphi]. \quad (1.5)$$

Угол падения лучей на горизонтально расположенную поверхность (β = 0°) вычисляется следующим образом:

$$\cos i = \cos\delta\,\cos\varphi\,\cos\omega + \sin\delta\,\sin\varphi. \quad (1.6)$$

Угол падения лучей на вертикальную поверхность (β=90°) находим по формуле:

$$\cos i = \cos\delta\,(\sin\varphi\,\cos\alpha_н\,\cos\omega + \sin\alpha_н\,\sin\omega) - \sin\delta\,\cos\varphi\,\cos\alpha_н. \quad (1.7)$$

Азимут вертикальной поверхности $\alpha_н$ в том случае, если она ориентирована на юг, равен 0°, на запад — 90°, на восток — 90° на север — 180°. Подставляя эти значения $\alpha_н$ в (1.7), получаем выражения для угла падения лучей на вертикальную поверхность данной ориентации.

При проектировании систем преобразования солнечной энергии необходимо знать не только полное излучение, но и его составляющие. Метод, с помощью которого измеренная полная радиация может быть разложена на прямую и рассеянную, показан ниже. Основным параметром его служит среднемесячный коэффициент ясности атмосферы

$$K = E/E_o, \qquad (1.8)$$

где E — среднемесячное полное излучение, пришедшее на горизонтальную поверхность, МДж/(м^2.сут); E_o — внеатмосферное среднемесячное суточное излучение, падающее на горизонтальную поверхность, МДж/(м^2.сут) (рис. 1.4) [3]. Значения коэффициента ясности атмосферы K приведены в таблице 1.3. С учетом этого коэффициента получаем выражение для величины среднемесячного рассеянного суточного излучения E_d

$$E_d = K\,K^1\,E_o, \qquad (1.9)$$

где $K^1 = E_d/E = 1{,}39 - 4{,}03\,K - 5{,}53\,K^2 - 3{,}11\,K^3$, если солнечная постоянная принята равной 1,353 кВт/м^2. Зависимость K^1 от K приведена на рис. 1.5.

Таблица 1.3

Среднемесячный коэффициент ясности атмосферы K и среднемесячный суточный приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность за пределами земной атмосферы, МДж/м^2 на 53° с.ш.

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
K	0,34	0,39	0,45	0,46	0,49	0,51	0,5	0,48	0,46	0,39	0,31	0,3
E_o	7.2	12.6	20.5	30.4	37.7	40.9	39.3	32.9	24.1	14.5	8.1	5.5

Согласно уравнению (1.10) составляющая прямого солнечного излучения для наклонной плоскости вычисляется по формуле:

$$E_{пн} = E_{пг}\,(\cos i/\cos\theta_z), \qquad (1.11)$$

где $E_{пг}$ — проекция текущей составляющей прямого солнечного излучения на горизонтальную поверхность.

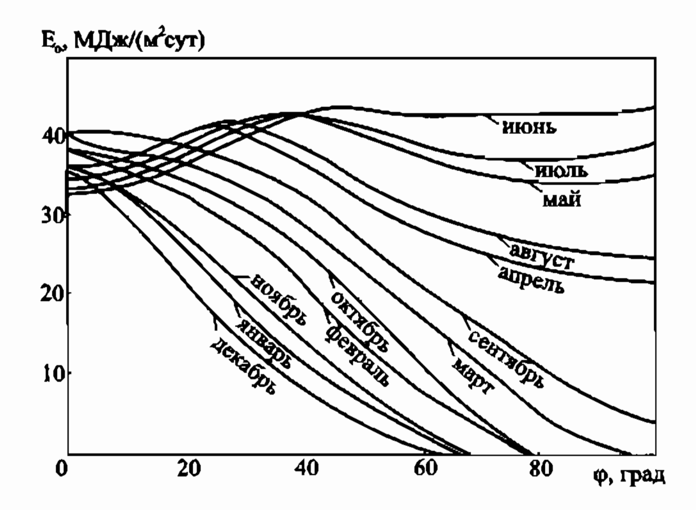


Рис. 1.4. Внеатмосферное суточное среднемесячное излучение поверхности для средних чисел каждого месяца в северных широтах

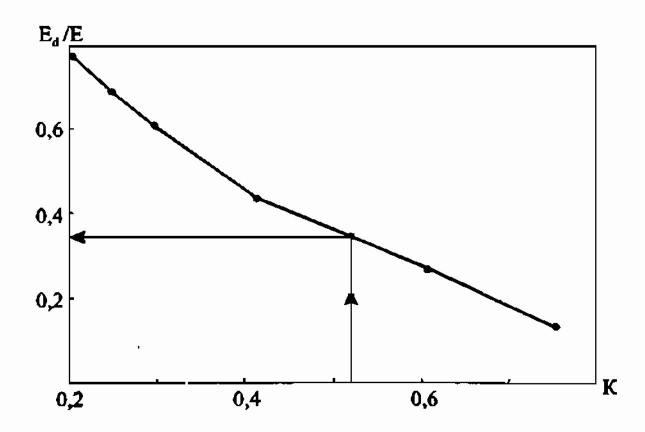


Рис. 1.5. Зависимость E_d / E = f(K)

После определения рассеянной составляющей излучения можно рассчитать среднемесячную суточную прямую составляющую излучения на горизонтальную поверхность

$$E_{пг} = E - E_d. \quad (1.10)$$

Величина $R_п = \frac{\cos i}{\cos\theta_z}$ представляет коэффициент пересчета прямого излучения на горизонтальную поверхность для условий, когда поверхность наклонена под углом β:

$$R_п = \frac{\cos i}{\cos\theta_z} = \frac{\sin\delta\sin(\varphi-\beta)+\cos\delta\cos(\varphi-\beta)\cos\omega}{\sin\varphi\sin\delta+\cos\varphi\cos\delta\cos\omega}. \quad (1.12)$$

Геометрический параметр $R_п$ связывает прямое излучение на горизонтальную поверхность с прямым излучением на наклонную поверхность. Так как значение $R_п$ непрерывно изменяется, то для расчетов используют среднее значение этого параметра. Теоретически $R_п$ является функцией пропускательной способности атмосферы. Однако эту величину можно определить как отношение приходов внеатмосферной радиации на наклонную и горизонтальную поверхности.

Для ориентированных на юг поверхностей коэффициент пересчета прямого излучения $R_п$ находим из уравнения (1.12). Среднемесячные значения пересчета прямой солнечной радиации для оптимальных углов наклона поверхности на территории республики в зависимости от широты местности и угла наклона площадки к горизонту приведены в таблице 1.4. С небольшой погрешностью эти значения $R_п$ можно использовать и для поверхностей, азимут которых не превышает 15°. При больших отклонениях от южной ориентации для расчета $R_п$ использовался метод, предложенный Клейном:

$$R_п = \frac{\cos(\varphi-\beta)\cos\delta\cos\omega'_s + \frac{\pi}{180}\omega'_s\sin(\varphi-\beta)\sin\delta}{\cos\varphi\cos\delta\sin\omega_s + \frac{\pi}{180}\omega_s\sin\varphi\sin\delta}. \quad (1.13)$$

где δ — склонение Солнца в средний день месяца, град.; ω_s и ω'_s — часовой угол захода Солнца для горизонтальной и наклонной поверхностей, град.

Часовой угол захода (восхода) Солнца для горизонтальной поверхности вычисляется по формуле:

$$\omega_s = \arccos(-\mathrm{tg}\varphi\ \mathrm{tg}\delta). \quad (1.14)$$

Таблица 1.4

Среднемесячные значения коэффициента пересчета прямой солнечной радиации $R_п$ для поверхности южной ориентации при оптимальных углах ее наклона к горизонту

Месяц	β, град.	51° с.ш.	52° с.ш.	53° с.ш.	54° с.ш.	55° с.ш.	56° с.ш.
1	75	3.214	3.399	3.605	3.839	4.104	4.410
2	70	2.281	2.366	2.458	2.558	2.666	2.784
3	65	1.677	1.718	1.761	1.806	1.854	1.905
4	45	1.335	1.357	1.380	1.404	1.429	1.455
5	35	1.180	1.194	1.209	1.224	1.239	1.255
6	30	1.131	1.142	1.154	1.165	1.177	1.189
7	30	1.152	1.164	1.176	1.188	1.201	1.214
8	40	1.259	1.277	1.296	1.315	1.335	1.355
9	50	1.518	1.549	1.582	1.616	1.652	1.689
10	60	2.037	2.102	2.171	2.245	2.324	2.409
11	70	2.910	3.056	3.217	3.397	3.598	3.825
12	75	3.627	3.864	4.133	4.443	4.803	5.228

Расчет часового угла захода Солнца для поверхности, имеющей наклон к горизонту и южную ориентацию, ведут следующим образом. Кроме величины ω_s определяют ω'_s из выражения

$$\omega'_s = \arccos[-\mathrm{tg}\,(\varphi - \beta)\,\mathrm{tg}\delta]. \qquad (1.15)$$

Меньшая из величин ω_s или ω'_s принимается за часовой угол.

При проектировании гелиосистем необходимо знать количество солнечной энергии, поступающей на наклонную поверхность. Поэтому при инженерных расчетах часто необходимо располагать ежечасными значениями $R_п$, R_d, $R_{отр.}$, R.

При ориентации по азимуту, т.е. когда поверхности оптимально ориентированы по двум углам (углу наклона к горизонту и азимутальному углу), среднедневной приход прямой солнечной радиации на тепловоспринимающую поверхность увеличивается на 28–30% по сравнению с приходом на горизонтальную поверхность, и на 18–20% — по сравнению с тепловоспринимающей поверхностью южной ориентации.

Среднемесячное суточное прямое излучение на наклонную поверхность найдем следующим образом:

$$E_{пн} = R_п \cdot E_{пг}, \qquad (1.16)$$

На наклонную поверхность кроме прямого излучения поступает рассеянное от части небесной полусферы в пределах видимости. Если предположить, что небесная полусфера — изотропный источник, то угловой коэффициент рассеянного излучения вычисляется по формуле:

$$R_d = \frac{1}{2}(1 + \cos\beta). \qquad (1.17)$$

На рис. 1.6 представлена зависимость угловых коэффициентов пересчета рассеянного излучения R_d для оптимальных значений углов наклона поверхности к горизонту, соответствующих широте местности.

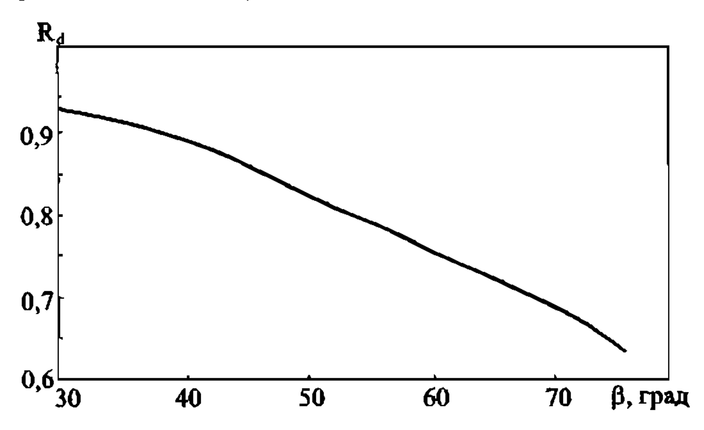


Рис. 1.6. Зависимость коэффициента пересчета рассеянной радиации R_d от угла наклона поверхности

Так как тепловоспринимающая поверхность находится вблизи Земли, то на нее могут поступать прямое и рассеянное излучение, отраженные от Земли с угловым коэффициентом

$$R_{отр} = \frac{1}{2} q_s (1 - \cos\beta), \qquad (1.18)$$

где q_s — отражательная способность земной поверхности. Для льда и снега $q_s = 0{,}7$, для бетона $q_s = 0{,}2$, для асфальта, темной поверхности Земли и воды $q_s = 0{,}1$, для песка $q_s = 0{,}4$.

Рис. 1.7 иллюстрирует зависимость среднемесячных значений коэффициента пересчета отраженного излучения $R_{отр}$ для оптимальных углов наклона поверхности от месяца года на территории республики.

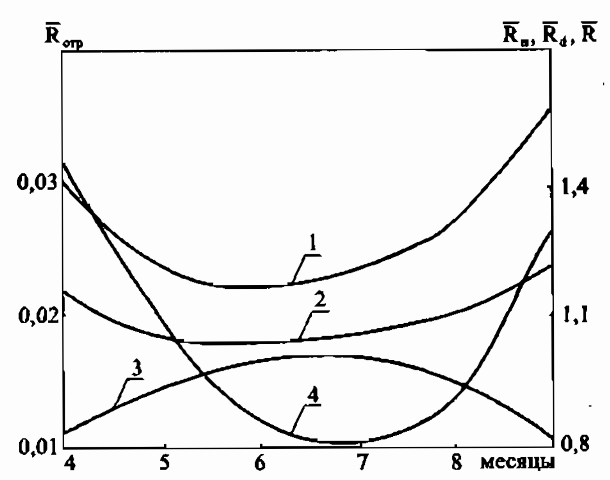


Рис. 1.7. *Зависимость среднемесячных значений коэффициентов пересчета прямой, рассеянной, отраженной и суммарной солнечной радиации с горизонтальной на наклонную поверхность южной ориентации при оптимальных углах наклона к горизонту от месяца года на территории РБ:*
1 — прямой солнечной радиации; 2 — суммарной; 3 — рассеянной; 4 — отраженной

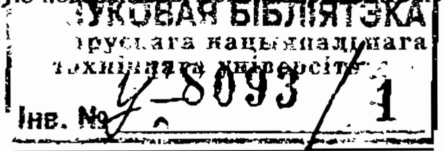
Из уравнений (1.12), (1.17) и (1.18) найдем суммарное среднемесячное суточное излучение E Солнца, падающее на поверхность, расположенную на Земле:

$$E = R_п E_{пг} + E_{dг} (1 + \cos\beta)/2 + + (E_{dг} + E_{пг}) \cdot q_s (1 - \cos\beta)/2, \qquad (1.19)$$

где $E_{dг}$ — среднемесячное суточное количество рассеянного излучения на горизонтальную площадку, МДж/м^{2}сут.

Рассеяние солнечной радиации может быть направленным (допущение для солнечных дней), тогда $R_d = R_п$, т.е. угловой поправочный коэффициент рассеянной солнечной радиации совпадает с коэффициентом для прямой.

Среднемесячное суммарное суточное количество солнечной энергии E, поступающей на наклонную поверхность, можно определить из выражения



$$E = R\,E_г, \tag{1.20}$$

где $E_г$ — среднемесячное суточное полное количество солнечной радиации, поступающей на горизонтальную поверхность; R — отношение среднемесячных суточных количеств солнечной радиации, поступающей на наклонную и горизонтальную поверхности.

Коэффициент пересчета количества солнечной энергии с горизонтальной поверхности на наклонную поверхность с южной ориентацией равен сумме трех составляющих, соответствующих прямому, рассеянному и отраженному солнечному излучению, поступающему на горизонтальную поверхность:

$$R = \left(1 - \frac{E_{dr}}{E_г}\right) R_п + \frac{E_{dr}}{E_г} \frac{1 + \cos\beta}{2} + q_s \frac{1 - \cos\beta}{2}, \tag{1.21}$$

где $R_п$ — среднемесячный коэффициент пересчета прямого солнечного излучения с горизонтальной на наклонную поверхность.

Среднемесячные значения коэффициента пересчета суммарной солнечной радиации R для солнечных коллекторов южной ориентации приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5

Среднемесячные значения коэффициента пересчета суммарной солнечной радиации R для тепловоспринимающих поверхностей южной ориентации при оптимальных углах наклона к горизонту на территории республики

Месяц	ШИРОТА					
	51°	52°	53°	54°	55°	56°
1	1.449	1.431	1.554	1.505	1.549	1.600
2	1.379	1.371	1.414	1.416	1.441	1.469
3	1.314	1.318	1.363	1.355	1.373	1.390
4	1.078	1.116	1.123	1.137	1.149	1.161
5	1.013	1.054	1.056	1.072	1.081	1.091
6	0.984	1.033	1.026	1.051	1.060	1.069
7	1.002	1.047	1.041	1.065	1.074	1.084
8	1.059	1.092	1.095	1.113	1.123	1.134
9	1.183	1.200	1.219	1.229	1.245	1.261
10	1.334	1.328	1.367	1.370	1.393	1.418
11	1.413	1.598	1.455	1.688	1.742	1.802
12	1.453	1.447	1.516	1.534	1.588	1.652

Если изменять угол наклона поверхности β от 30°до 75° в любой месяц года на территории Беларуси, то значения отраженной радиации увеличиваются на 1–20% (табл. 1.6).

Значения отражательной способности поверхности земли в условиях Республики Беларусь приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6

Среднемесячные потоки суммарной радиации с учетом отраженного излучения для оптимальных углов наклона поверхности на территории республики, (кВт.ч)/м²

Месяцы	$R_{отр.}$	ШИРОТА 51°				ШИРОТА 55°			
		$E_г$	$E_{отр.}$	Сумма за месяц	Доля $E_{отр.}$, %	$E_г$	$E_{отр.}$	Сумма за месяц	Доля $E_{отр.}$, %
1	0.259	18.8	4.9	23.7	20.6	14.9	3.9	18.8	20.6
2	0.202	42.1	9.7	51.8	18.7	30.1	6.9	37.0	18.7
3	0.128	90.0	13.5	105.6	14.8	80.2	13.9	94.1	14.8
4	0.029	120.3	3.6	126.9	2.8	105.0	3.1	108.1	2.8
5	0.014	169.2	2.3	171.5	1.3	152.3	2.1	154.4	1.3
6	0.011	180.9	2.1	183.0	1.1	170.8	1.9	172.7	1.1
7	0.011	175.0	2.0	177.0	1.1	163.2	1.9	165.1	1.1
8	0.020	138.4	2.8	141.2	1.9	123.7	2.5	126.2	1.9
9	0.032	92.5	3.0	95.5	3.1	82.9	2.7	85.6	3.1
10	0.125	57.3	7.2	64.5	11.1	43.3	5.4	48.7	11.1
11	0.197	22.4	4.4	26.8	16.5	20.5	4.0	24.5	16.5
12	0.259	12.9	3.3	16.2	20.6	11.2	2.9	14.1	20.6
Год	0.107	1120	58.8	1183.7	5.0	998.1	51.2	1049	4.9
За сезон	0.019	876.3	15.8	895.1	1.8	797.9	14.2	812.1	1.7

1.1.2. Потенциал солнечной энергии Республики Беларусь

По степени эффективности использования солнечной энергии для выработки тепла, в частности, для горячего водоснабжения, территорию республики можно разделить на три географические зоны, которые отличаются по радиационно-климатическим условиям. На рис. 1.8 показаны природно-климатические пояса республики [4].

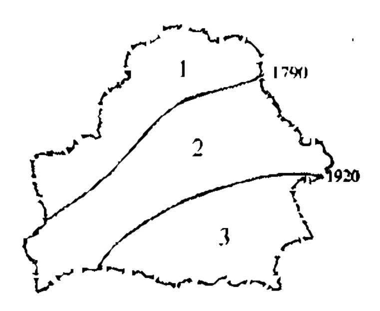


Рис. 1.8. *Природно-климатические пояса республики и годовая продолжительность солнечного сияния (час.): 1 — Полоцк, 2 — Минск, 3 — Василевичи*

К первому поясу относят территорию, охватывающую большую часть Витебской и северо-западную часть Минской административных областей, которая соответствует Северной (Двино-Вилейской) физико-географической области. Ко второму поясу — центральную часть территории, простирающуюся в виде удлиненной полосы с юго-запада на северо-восток от южной границы Северной физико-географической области до линии, ограничивающей территорию Полесской низменности с севера. Она включает в себя Гродненскую, Минскую и Могилевскую административные области и соответствует Западной (Неманской) и Восточной (Средне-Приднепровской) физико-географическим областям. К третьему — территорию, охватывающую административные области в пределах Полесской низменности: Брестскую, Гомельскую и небольшую часть Минской. Она совпадает с Южной физико-географической областью.

Анализ показывает, что годовой приход суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность составляет в среднем 980–1180 кВт.ч/м^2 и изменяется с севера на юг в сторону увеличения.

При проектировании гелиосистем представляет интерес характер распределения интенсивности солнечной радиации, поступающей на перпендикулярную (рис. 1.9) солнечным лучам поверхность.

Среднемесячные потоки суммарной, прямой и рассеянной радиации имеют годовой ход с максимумом в июне и минимумом в декабре (табл. 1.7, 1.8). В марте прямая и суммарная радиация резко возрастают по сравнению с предыдущими месяцами, поскольку продолжительность дня и высота Солнца растут, а количество облачности уменьшается. Соотношение прямой и рассе-

янной солнечной радиации в зависимости от ориентации поверхности разное. Когда поверхность расположена перпендикулярно солнечным лучам, доля прямой радиации значительно больше, чем рассеянной. При падении лучей на горизонтальную поверхность почти во все месяцы года прямая радиация меньше, чем рассеянная. Особенно велика эта разность в зимний период, так как доля рассеянной радиации возрастает с уменьшением высоты Солнца над горизонтом и увеличением количества облачности. Только в мае и июне поступление прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность несколько больше, чем рассеянной.

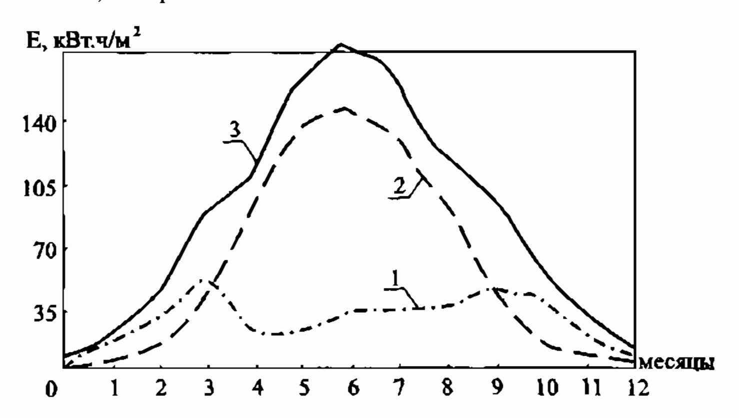


Рис. 1.9. Годовой ход среднемесячных потоков рассеянной (1), прямой (2), суммарной (3) радиации на поверхность, перпендикулярную солнечным лучам (Минск)

Часовые и суточные потоки суммарной радиации при действительных условиях облачности в г. Минске представлены в таблице 1.7 [5].

Таблица 1.7

Действительные и возможные (при ясном небе) среднемесячные потоки солнечной радиации на горизонтальную поверхность в Минске, кВт.ч/м²

Месяц	Прямая		Рассеянная		Суммарная	
	Действит. потоки радиации	Возможные потоки радиации	Действит. потоки радиации	Возможные потоки радиации	Действит. потоки радиации	Возможные потоки радиации
1	2	3	4	5	6	7
1	4,7	26,7	13,96	13,96	18,6	40,7
2	11,6	52,3	26,7	19,8	38,3	72,1
3	39,5	107,0	46,5	31,4	86,0	138,4

Продолжение таблицы 1.7

1	2	3	4	5	6	7
4	52,34	144,2	60,5	36	112,8	180,2
5	83,7	190,7	76,8	46,5	160,5	237,2
6	95,4	205,9	81,4	44,2	176,8	250,1
7	88,4	203,5	80,2	44,2	168,6	247,7
8	62,8	155,8	65,1	39,5	127,9	195,3
9	41,9	111,6	45,4	26,7	87,3	138,3
10	16,3	69,8	29,1	19,8	45,4	89,6
11	4,7	32,6	13,96	12,8	18,7	51,3

Таблица 1.8

Максимальные и минимальные значения месячных и годовых потоков суммарной солнечной радиации (Минск), кВт.ч/м²

Месяц	Станция			
	МИНСК		ПИНСК	
	E_{max}	E_{min}	E_{max}	E_{min}
1	24,4	11,6	33,7	16,3
2	51,2	26,7	52,3	27,9
3	112,8	61,6	108,2	62,8
4	150,0	88,4	145,4	83,7
5	181,4	131,4	193,1	143,0
6	207,0	155,8	195,4	147,7
7	198,9	140,7	207,0	146,5
8	162,8	102,3	177,9	118,6
	103,5	66,3	111,6	80,2
10	61,6	33,7	67,5	39,5
11	23,3	10,5	23,3	13,9
12	15,1	9,3	19,7	10,5
ГОД	1292,0	838,3	1335,0	890,6

На рисунке 1.10 представлен годовой ход месячных потоков суммарной солнечной радиации по трем географическим зонам. В пределах республики интенсивность суммарной солнечной радиации меняется незначительно. Как видно из графика, период с апреля по сентябрь дает 75% годового прихода суммарной радиации на горизонтальную поверхность.

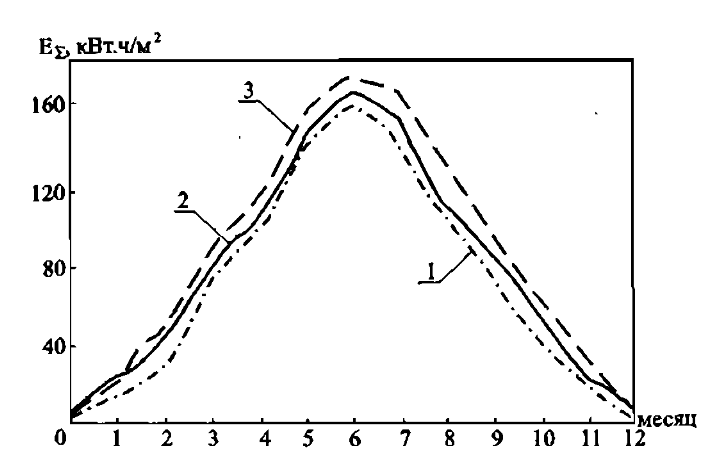


Рис. 1.10. *Годовой ход среднемесячных потоков суммарной радиации: 1 — Полоцк, 2 — Минск, 3 — Василевичи*

Таблица 1.9

Часовая и суточная суммарная радиация (Вт.ч/м^2) при действительных условиях облачности в г. Минске

Месяц	ЧАСЫ									
	8–9	9–10	10–11	11–12	12–13	13–14	14–15	15–16	16–17	17–18
1	-	8.1	45.2	87.0	119.5	129.9	114.8	76.6	31.3	2.3
2	5.8	44.1	106.7	175.2	215.8	227.4	208.8	165.9	100.9	40.6
3	68.4	160.1	255.2	331.8	375.8	388.6	364.2	306.2	218.1	132.2
4	177.3	272.6	365.4	429.2	454.7	443.1	413.0	361.9	287.7	196.1
5	283.1	404.8	491.8	545.2	566.1	554.5	522.0	459.4	377.0	27.6
6	339.9	453.6	546.4	590.4	612.5	604.4	569.6	503.4	426.9	339.9
7	292.3	403.7	498.8	559.1	580.0	575.4	554.5	491.8	418.8	328.3
8	206.5	305.1	406.0	477.9	508.1	502.3	467.5	40.3	332.9	247.1
9	118.3	210.0	298.1	363.1	390.9	387.4	357.3	297.0	219.2	135.7
10	37.1	92.8	154.3	192.6	226.2	223.9	196.1	142.7	82.4	29.0
11	2.3	24.3	58.0	90.5	109.1	106.7	85.8	55.7	20.9	1.2
12	–	5.8	30.2	59.2	80.1	83.5	66.1	36.0	7.0	-

При расчете прихода солнечной радиации одним из факторов, определяющих особенности использования гелиосистем, является продолжительность солнечного сияния. Время солнечного сияния зависит от продолжительности дня и облачности (табл. 1.10, 1.11).

Таблица 1.10

Среднемесячная продолжительность светлого времени суток в Беларуси, (ч)

Месяц	Географическая широта			
	50°	52°	54°	56°
1	287	259	249	229
2	282	277	272	267
3	368	367	367	366
4	412	415	420	425
5	477	486	494	504
6	488	499	511	525
7	492	502	513	526
8	449	455	461	468
9	380	382	383	384
10	334	332	329	325
11	272	266	258	251
12	258	243	232	219

Таблица 1.11

Среднее время восхода и захода Солнца, в часах и минутах

Месяц	Минск		Пинск		Василевичи	
	Восход	Заход	Восход	Заход	Восход	Заход
1	8–12	16–08	8–03	16–16	8–04	16–16
2	7–24	17–06	7–20	17–10	7–20	17–10
3	6–17	18–03	6–16	18–06	6–16	18–04
4	5–00	19–01	5–04	18–57	5–04	18–57
5	3–58	19–55	4–06	19–47	4–05	19–48
6	3–26	20–34	3–37	20–23	3–36	20–24
7	3–46	20–25	3–55	20–16	3–54	20–16
8	4–36	19–32	4–42	19–26	4–41	19–27
9	5–32	18–17	5–33	18–16	5–33	18–16
10	6–26	17–27	6–24	17–07	6–24	17–06
11	7–04	16–02	7–20	16–09	7–21	16–08

На территории республики благодаря влиянию влажных воздушных масс, движущихся с Атлантического океана, продолжительность солнечного сияния возрастает с северо-запада к югу и юго-востоку (табл. 1.12).

Относительное солнечное сияние в среднем за год составляет на северо-западе 41–42%, а на юго-востоке 45–46%.

В течение наиболее теплого времени года (май-сентябрь) продолжительность солнечного сияния равна примерно 1200 часам на севере (Полоцк) и 1400 часам на юге (Пинск), что составляет 67–71% годовой суммы.

Самые солнечные месяцы в республике — июнь и июль (табл. 1.13). В июле число часов солнечного сияния колеблется от 260–270 на севере и западе, до 294 на юге и востоке, что составляет 55–61% возможного. Наименьшая продолжительность солнечного сияния приходится на декабрь, она колеблется от 25 часов на севере до 32 — на юге, что составляет 10–15% от возможного.

Таблица 1.12

Продолжительность солнечного сияния, (ч)

Месяц	Полоцк	Гродно	Минск	Горки	Пинск	Василевичи
1	31	34	40	50	47	45
2	56	54	60	66	63	67
3	142	147	146	129	160	136
4	183	188	193	198	212	193
5	253	235	261	267	258	267
6	274	260	286	302	286	286
7	272	260	272	294	281	294
8	229	228	238	246	256	252
9	160	174	170	152	201	188
10	81	93	92	84	119	112
11	31	34	32	44	37	46
12	29	29	25	28	31	32
ГОД	1735	1736	1815	1860	1951	1918

Таблица 1.13

Число солнечных дней

Месяц	Полоцк	Гродно	Минск	Горки	Пинск	Василевичи
1	10	11	13	15	14	14
2	17	14	14	15	15	15
3	23	23	23	21	24	22
4	27	26	26	27	27	26
5	30	29	29	29	29	29
6	29	28	29	29	29	29
7	30	30	30	31	31	30
8	29	29	30	30	29	29
9	27	27	27	28	28	27
10	20	21	21	24	23	22
11	12	9	11	13	11	14
12	9	10	8	9	11	10
ГОД	258	257	261	263	271	266

Продолжительность солнечного сияния от года к году колеблется иногда весьма значительно. Например, в Минске средняя многолетняя продолжительность солнечного сияния составляет 1815 часов/год; за последние 20 лет максимум был 2070 часов, минимум — 1507.

Число дней без Солнца на территории республики колеблется от 95 до 110 в год. Наибольшее среднее число дней без Солнца наблюдается зимой. С ноября по январь — около 20 дней в каждом месяце. Меньше всего дней без Солнца летом, в июле оно в среднем не превышает 1–2 дня (табл. 1.13).

Продолжительность солнечного сияния зависит от продолжительности дня и режима облачности. Облачность является одним из наиболее важных климатических факторов, так как определяет, кроме продолжительности солнечного сияния, интенсивность солнечной радиации, поступающей в нижние слои атмосферы и на поверхность земли. Облачность оценивается по степени покрытия неба облаками, которая определяется визуальными наблюдениями по десятибальной шкале. Основной характеристикой облачности является повторяемость ясного (0–2 балла), полуясного (3–7 баллов) и пасмурного (8–10 баллов) состояния неба (рис. 1.11).

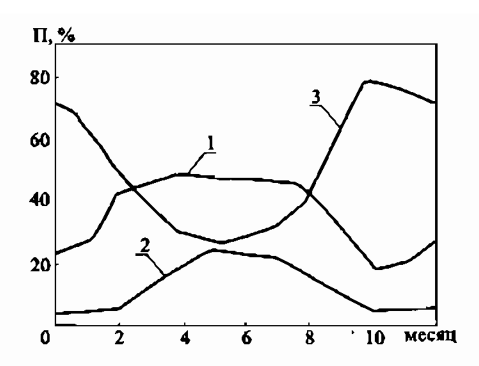


Рис. 1.11. Годовой ход повторяемости П состояний неба. Состояние неба: 1 — ясное, 2 — полуясное, 3 — пасмурное

Анализ приведенных кривых показывает, что годовой ход продолжительности солнечного сияния, числа пасмурных дней, повторяемости ясного, полуясного и пасмурного состояния неба, а также плотности потока солнечной радиации имеет резко выраженный характер в летний период. Начиная с марта месяца, интенсивно изменяются значения, характеризующие радиационный режим республики, поскольку продолжительность дня и высота Солнца быстро растут, а количество облачности уменьшается. Три летних месяца дают около 50% годового прихода суммарной радиации, причем на поверхность поступает преимущественно прямая солнечная радиация (50–52% суммарной). Летом ежемесячно наблюдается не более 2–3 пасмурных дней, не менее 8–10 ясных дней и около 15–20 дней со средней облачностью, а число дней без Солнца не превышает 1–2 в месяц. Повторяемость ясного, полуясного и пасмурного состояния неба составляет соответственно 50, 23 и 27%. Усредненная за летний сезон плотность потока суммарной радиации на горизонтальную поверхность при средней облачности составляет в день 5 кВт·ч/м^2, а при ясной погоде 7,7 кВт·ч/м^2).

Существенное влияние на потери тепла в солнечных электроустановках оказывают температура окружающего воздуха и скорость ветра. В течение года температура воздуха на всей территории республики изменяется одинаково: максимум приходится на июль, минимум — на январь. Нередко максимальная и минимальная температуры перемещаются на месяц позже: на август и февраль.

В течение года в республике преобладают ветры со скоростью 2–5 м/с, но иногда летом дуют сильные ветры 15 м/с и более. Больше всего дней с сильными ветрами в восточных и южных районах, причем около половины этих дней приходится на май и июнь.

Проведенный сравнительный анализ продолжительности солнечного сияния и прихода среднемесячной суммарной солнечной радиации в столицах стран Западной Европы с умеренным климатом, расположенных между 50° и 60° с.ш., показал, что Республика Беларусь (Минск) по продолжительности солнечного сияния имеет близкие значения, а по приходу среднемесячной радиации даже превосходит северную часть Германии (Берлин), Швецию (Стокгольм), Англию (Лондон). Это свидетельствует о том, что Республика Беларусь имеет достаточно высокий энергетический потенциал солнечной радиации и его необходимо использовать для удовлетворения нужд населения, как это делается в странах Западной Европы, близких к нам по климатическим условиям [6, 7].

Для оценки точности нахождения средних величин солнечной радиации, используемых в гелиотехнике в зависимости от числа лет наблюдений, можно использовать методику Тарнижевского Б.В., по которой находятся кривые обеспеченности периодов непрерывного солнечного сияния различной продолжительности. При обработке по этой методике выбирается не менее чем десятилетний ряд наблюдений. При этом исключается время в течение часа после восхода и до захода Солнца. Для успешной работы гелиоустановки требуется не менее 5 часов непрерывного облучения.

Из анализа таблицы 1.14 следует, что согласно критерию Тарнижевского Б.В. [8] наиболее благоприятный период в республике для использования солнечной энергии в гелиосистемах по обеспеченности суточных сумм суммарной солнечной радиации — с апреля по сентябрь.

Таблица 1.14

Продолжительность работы гелиоустановок по данным непрерывного солнечного сияния, (ч)

Месяц	Полоцк	Минск	Василевичи
Февраль	1,93	2,07	2,31
Март	4,58	4,71	5,16
Апрель	6,10	6,43	7,06
Май	8,16	8,42	8,61

Месяц	Полоцк	Минск	Василевичи
Июнь	9,13	9,53	9,54
Июль	8,78	8,78	9,06
Август	7,39	7,68	8,26
Сентябрь	5,33	5,67	6,70
Октябрь	2,61	2,97	3,84

На рис. 1.12 представлена номограмма для определения теплопроизводительности солнечной теплоэнергетической установки в зависимости от КПД на 53° с.ш. нашей республики.

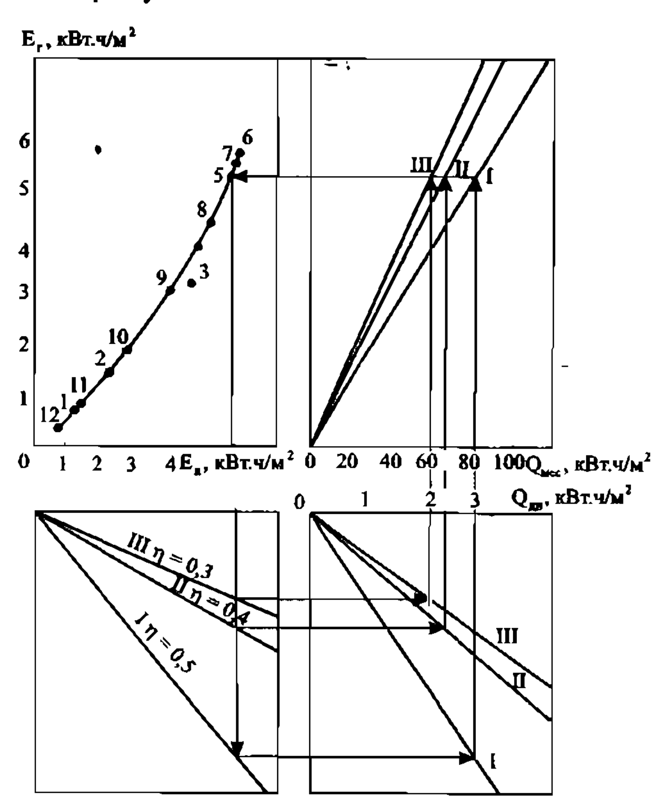


Рис. 1.12. Номограмма для определения теплопроизводительности солнечной теплоэнергетической установки (1–12 месяцы года)

Как видно из этого рисунка, республика имеет достаточно высокий потенциал энергии. Количество энергии, которое может быть получено 1 м^2 солнечной теплоэнергетической установки за сезон (апрель-сентябрь), составляет 270–450 кВт.ч.

1.2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Человечество с древнейших времен использует энергию Солнца. Вначале это был источник для приготовления пищи и обогрева жилища. Позже начали применяться простейшие технологические процессы для сушки сельскохозяйственной продукции.

С развитием техники усложнялись процессы и установки, для которых Солнце поставляло свою энергию. Эта энергия может использоваться как с естественной плотностью теплового потока, так и с колоссальной концентрацией. Например, при выпаривании морской воды в бассейне и получении соли достаточно естественной солнечной радиации. В солнечных печах с высокой температурой до 4000–4500°С для плавки различных веществ концентрация потока достигает десятков тысяч раз. В сельском хозяйстве разных стран широко применяется выращивание растений в закрытом грунте с использованием парникового эффекта. Эта технология удлиняет период вегетации, продвигает в северные широты культивирование теплолюбивых растений. Солнечная энергия дает возможность снабжать население теплой водой и отапливать помещения, а в жаркое время охлаждать их, поддерживая комфортную температуру, и даже вырабатывать лед.

Солнечная энергия может быть преобразована в другие виды энергии. Так, если нагреть воду в приемнике солнечной радиации, превратить ее в пар и пропустить через турбину, соединенную с электрогенератором, получим электроэнергию.

Эта трансформация упрощается с использованием фотоэлектрических преобразователей. Солнце участвует также в получении топлива будущего — водорода при разложении воды. Здесь перечислены только несколько примеров из широкого спектра солнечных технологий.

Рассмотрим подробнее методы применения солнечной энергии.

1.3. ПРИНЦИПЫ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

1.3.1. Термодинамический принцип

Концентрация солнечного излучения на каком-то приемнике позволяет нагреть его до температуры в несколько сот и даже тысяч кельвинов. Так создается высокотемпературный источник. Низкотемпературным источником может служить охлаждаемое устройство или окружающая атмосфера. Таким образом, если рабочее тело, например, газ или вода, превращаемая в пар, соприкасается с горячим источником и нагревается, а затем контактирует с холодным источником и передает ему часть аккумулированной теплоты, то появляется возможность создать тепловой двигатель, конечной целью которого будет превращение энергии солнечного излучения в электрическую энергию.

Установка для превращения солнечной энергии в электроэнергию называется солнечной электрической станцией (СЭС). По конструкции СЭС делятся на установки башенного и модульного типов. В СЭС башенного типа вся солнечная радиация, попадающая на отражающие элементы, концентрируется на одном тепловом приемнике. Модульные системы компонуются из множества элементов, причем каждый содержит в себе и отражатель, и тепловой приемник. Все модули соединены между собой.

Рассмотрим башенную СЭС, схема которой изображена на рис. 1.13.

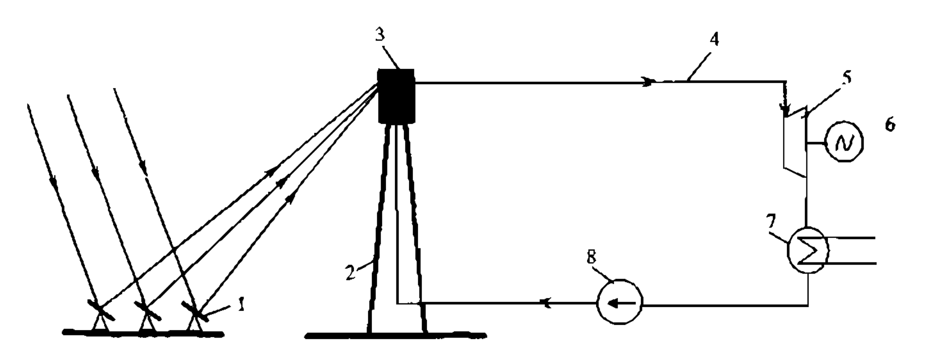


Рис. 1.13. Схема башенной СЭС

Солнечное излучение падает на зеркальные отражатели (гелиостаты) 1. Они располагаются концентрично или в виде сектора с северной стороны по

отношению к башне 2. На башне 2 размещен центральный тепловой приемник 3, состоящий из панелей, которые сварены из труб.

Тепловой приемник 3 воспринимает солнечное излучение, направляемое на него всеми гелиостатами. По трубам центрального приемника циркулирует рабочее тело, например, вода. Там она нагревается, превращается в пар, который перегревается до заданной температуры и по паропроводу 4 подается на лопатки паровой турбины 5. Турбина 5 соединена с электрическим генератором 6. Таким образом, при вращении турбины 5 генератор 6 вырабатывает электроэнергию.

После турбины 5 пар попадает в конденсатор 7, где охлаждается водой и конденсируется. Конденсат подается насосом 8 в центральный приемник 3.

Для увеличения потока энергии, попадающей на гелиостаты, они снабжаются датчиками и электроприводами следящих систем, которые поворачивают отражатели вокруг одной или двух осей в течение дня. При одноосной следящей системе поток воспринятой энергии увеличивается на 20–22%, а при двухосной возрастает на 30% по сравнению с потоком энергии, падающим на неподвижный гелиостат.

Соотношение между плотностью потока солнечной энергии на центральном теплоприемнике $E_{пр}$ и плотностью потока энергии, падающей на один гелиостат $E_{гел}$, называется коэффициентом концентрации K_1

$$K_1 = \frac{E_{пр}}{E_{гел}}. \qquad (1.22)$$

В башенных СЭС коэффициент концентрации K_1 меняется от нескольких сот до нескольких тысяч единиц.

Продлить время действия СЭС на несколько часов в день (от 4 до 7) можно с помощью теплового аккумулятора (рис. 1.14). В этом случае тепловая схема состоит из двух контуров [9].

Первый контур заполнен термостойким маслом или расплавом солей KNO_3 + $NaNO_2$ + $NaNO_3$. Солнечные лучи, отраженные полем гелиостатов 1, попадают на центральный теплоприемник 2 и нагревают промежуточный теплоноситель до температур 390–570°С. Нагретый теплоноситель поступает в аккумулятор 3, затем в парогенератор и пароперегреватель 4, а охлажденный — собирается в аккумуляторе 5 и насосом 6 возвращается в центральный теплоприемник 2.

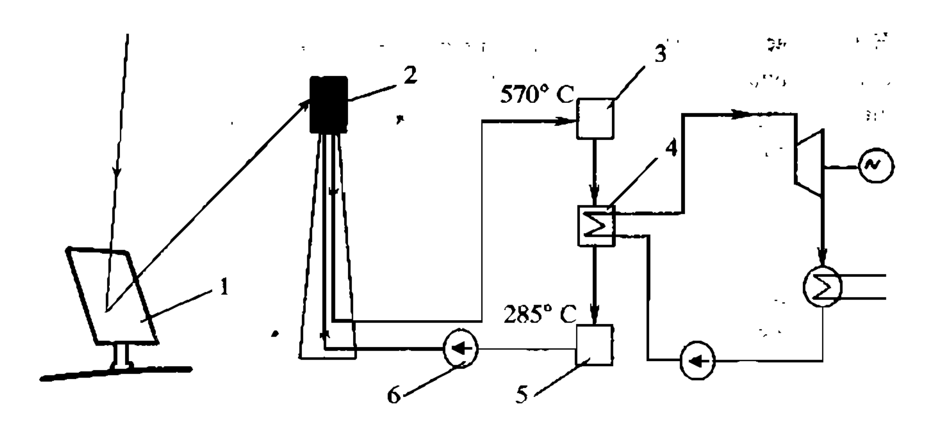


Рис 1.14. Башенная СЭС с тепловым аккумулятором

Второй контур заполнен водой, которая превращается в пар, проходя через парогенератор — пароперегреватель 4 теплового аккумулятора. Дальнейшие превращения рабочего тела во втором контуре аналогичны тем, что происходят в паротурбинной установке ТЭЦ, работающей по циклу Ренкина.

Более широкое распространение, чем башенные СЭС, получили системы модульного типа (рис. 1.15). Они отличаются тем, что концентратор солнечной энергии 1 соединен с теплоприемником 2 в единый модуль. Концентратор — это параболоцилиндрическая оптическая система, в фокусе которой располагается теплоприемник линейного типа. Коэффициент концентрации этого модуля достигает 100 единиц.

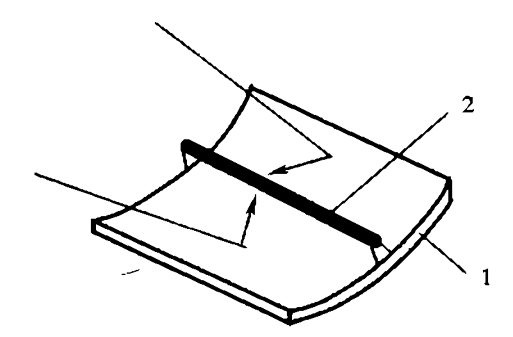


Рис. 1.15. Схема оптической системы модульной СЭС с параболоцилиндрическим концентратором

В качестве теплоприемника используется металлическая или стеклянная труба с поглощающим покрытием. Иногда одна труба помещается внутри другой, а пространство между ними вакуумируется, чтобы устранить конвекцию и уменьшить теплопотери.

Отдельные модули соединяются между собой и формируют СЭС требуемой мощности. Теплоноситель, нагретый в одном теплоприемнике, поступает во второй и так далее, пока не нагреется до заданной температуры. Затем он перекачивается в общий резервуар. Остальная часть тепловой схемы не отличается от тепловых схем башенных СЭС.

К модульному типу СЭС относятся также системы с концентратором в виде параболоида 1 (рис. 1.16). В фокусе параболоида устанавливается двигатель Стирлинга 2 с внешним нагревом рабочего тела. Параболоид позволяет довести коэффициент концентрации до 2000–3000 единиц.

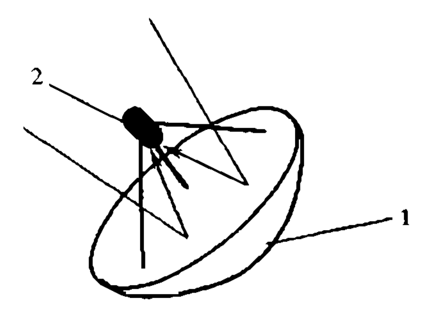


Рис. 1.16. *Схема оптической системы модульной СЭС с параболическим концентратором*

Мощность СЭС рассчитывается с учетом климатических условий, а также эффективности оптической системы для сбора солнечной радиации, термодинамического цикла Ренкина и потерь в турбине и электрогенераторе [10].

Имеем

$$P = E\,F_c\eta_o\,\eta_n\eta_t\,\eta_{oj}\,\eta_м\,\eta_т\,\eta_г\,\eta_{сн},\ \text{кВт}, \qquad (1.23)$$

где E — номинальная плотность потока солнечной радиации, кВт/м^2; F_c — суммарная площадь зеркал, м^2; η_o — оптический КПД зеркальной системы; $\eta_п$ — КПД приемника солнечной радиации; η_{oj} — внутренний относительный КПД турбины; $\eta_м$ — механический КПД турбины; $\eta_т$ — КПД, учитывающий потери в парогенера-

торе и трубопроводах; $\eta_г$ — КПД электрогенератора; $\eta_{сн}$ — КПД собственных нужд СЭС; η_t — термический КПД цикла Ренкина.

Гелиостаты и концентраторы. Первое поколение оптических систем из плоских гелиостатов и профилированных концентраторов отличалось относительно небольшими размерами 16–25 м^2 и большой массой. Они изготавливались из толстостенных зеркал. Наметилась тенденция к увеличению единичной площади элементов до 100–150 м^2. Резко снижается их масса. Разработаны тонкостекольные отражатели на металлической основе, созданы оптические элементы из стальной фольги со слоем серебра на фронтальной поверхности, применены полимерные материалы с напыленным слоем серебра. В параболических концентраторах используются быстросменные натягивающиеся мембраны.

Оригинальная концентрирующая система предложена в России (рис. 1.17) [11].

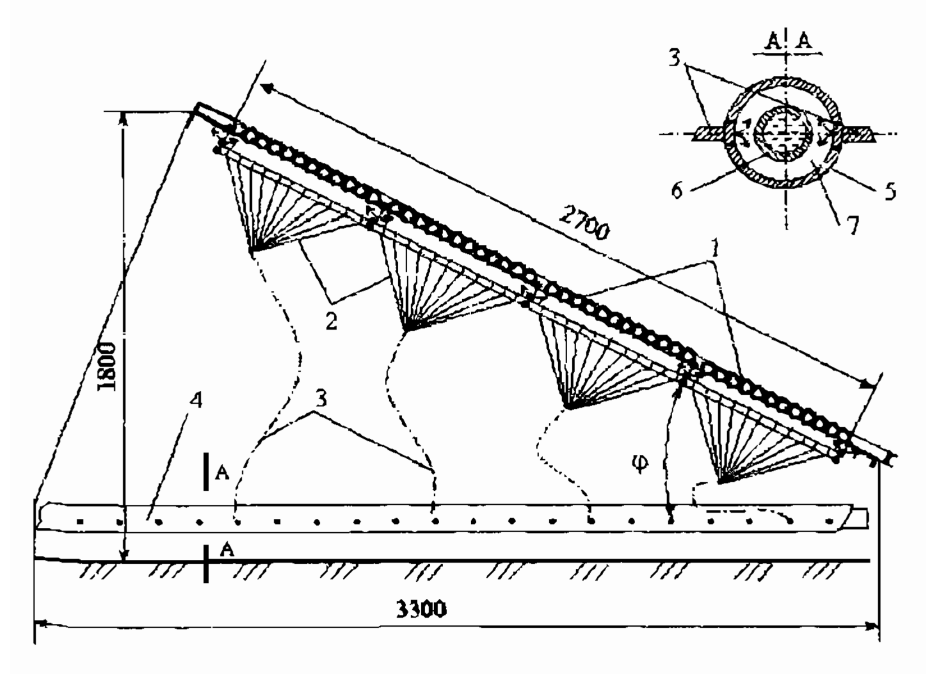


Рис. 1.17. Концентрирующая солнечная система с шаровыми линзами

В модуле вместо отражающих поверхностей применены преломляющие устройства в виде множества неподвижных шаровых линз 1 небольшого диаметра — 30 мм. Линзы отливаются из пластмассы либо из стекла. Оптические фокусы этих линз располагаются на сферических поверхностях. Механизм ориентации с гидроприводом отслеживает перемещение фокальных пятен и совмещает с ними гибкие концы волоконных световодов 2. Противоположные неподвижные концы световодов собраны в жгуты 3. С их помощью концентрированное излучение передается в теплоприемник 4 типа «труба в трубе». Пространство между трубами вакуумировано. Концы жгутов вставляются в отверстия внешних труб. Нагретый теплоноситель поступает в сборник.

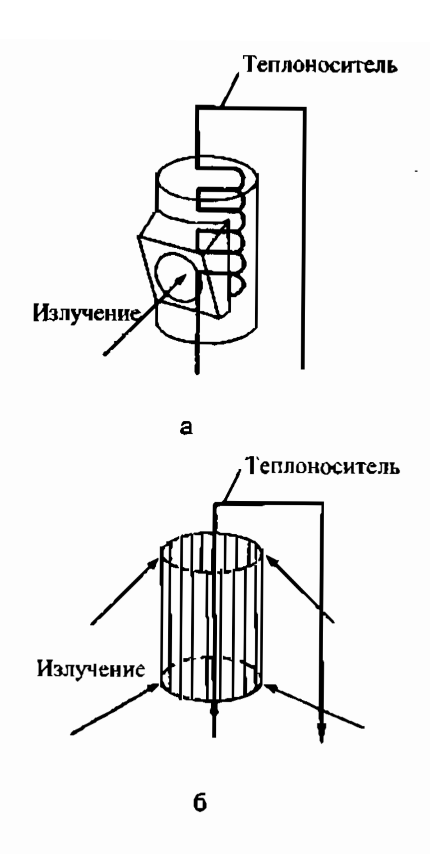
Теплоприемники. Эти элементы СЭС работают в тяжелых условиях. Они должны хорошо поглощать падающую на них лучистую энергию, выдерживать высокие температуры и характеризоваться относительно небольшими тепловыми потерями из-за собственного излучения и конвекции в атмосферу. Для повышения поглощающей способности на поверхность теплоприемников наносятся селективные покрытия.

На башенных СЭС используются центральные полостные, поверхностные и объемные теплоприемники (рис 1.18).

Полостной теплоприемник (рис. 1.18, а) предназначен для поглощения относительно небольших тепловых потоков 100–200 кВт/м^2. В нем нагреваются газы и жидкости с низкой аккумулирующей способностью. Теплообменный элемент помещается в защитный кожух для уменьшения радиационных потерь.

Поверхностные теплоприемники в виде многогранной призмы из плоских трубчатых панелей (рис. 1.18, б) способны воспринимать значительные тепловые потоки до 1,5–2,0 МВт/м^2. Служат для нагревания воды и водяного пара, расплавов солей и легкоплавких металлов.

Тепловой поток в объемном теплоприемнике (рис. 1.18, в) также достаточно велик 1,0–1,5 МВт/м^2. Лучистая энергия попадает на теплоемкую проницаемую насадку из проволоки, фольги, вспененной керамики, трансформируется во внутреннюю энергию, а затем конвекцией передается рабочему телу в виде специального газа или атмосферного воздуха, которые прокачиваются через нее.



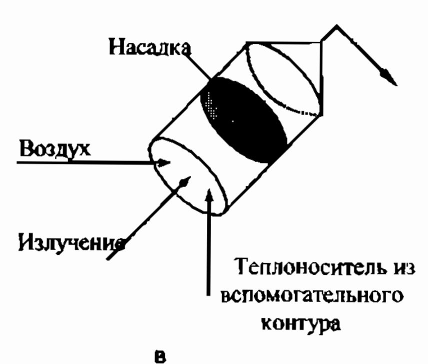


Рис. 1.18. Типы центральных теплоприемников

Модульные СЭС с параболоцилиндрическими концентраторами оснащены теплоприемниками линейного типа в виде металлических или стеклянных труб с селективным покрытием. Высокоэффективные и более дорогостоящие поглотители выполнены из двух соосно расположенных стеклянных труб с вакуумированным пространством между ними.

Центральные приемники могут получать от гелиостатов тепловую мощность 300–1000 МВт и передавать ее теплоносителю с КПД 80–90%.

Теплоносители. Рабочими телами в СЭС служат либо газы, либо вода, превращаемая в пар. В качестве промежуточных теплоносителей в зависимости от уровня температур применяются: минеральное масло (Т= 300°С), синтетические и силиконовые масла, расплавленные соли типа «хайтек» (53% KNO_3 + 40% $NaNO_2$ + 7% $NaNO_3$), смесь Na + K. Температурный диапазон использования подобных теплоносителей 300–570°С.

Тепловые аккумуляторы. Тепловые аккумуляторы помогают регулировать выработку электроэнергии на СЭС. Они продлевают работу СЭС после захода солнца на 4–7 часов, поддерживают в рабочем состоянии термостойкие масла, расплавы солей, парогенераторы, стабилизируют режим работы в солнечную погоду.

По принципу действия различают пароводяные, масляно-галечные, химические аккумуляторы теплоты, с использованием теплоты фазового перехода.

Пароводяной аккумулятор состоит из металлического сосуда и теплообменника. По теплообменнику прокачивается горячий теплоноситель из центрального теплоприемника. Одновременно в сосуд подается холодная вода, которая нагревается, превращается в перегретый пар и поступает в паровую турбину.

Аккумулирующей средой в масляно-галечном аккумуляторе является слой гальки. Через него по трубам подается рабочая жидкость, отводящая запасенную теплоту.

Действие химического аккумулятора теплоты основано на осуществлении обратимых реакций оксидов и гидрооксидов металлов

$$CaO \Leftrightarrow Ca(OH)_2.$$

При зарядке аккумулятора протекает эндотермическая реакция, а при разрядке экзотермическая.

Аккумулировать теплоту можно в устройствах с фазовым переходом. При плавлении или затвердевании вещества поглощается или выделяется теплота кристаллизации.

В качестве примера приведем реакцию плавления глауберовой соли

$$Na_2SO_4 \cdot 10H_2O + Q \Leftrightarrow Na_2SO_4 + 10\,H_2O.$$

Кроме гидратов солей могут применяться парафины. Очень эффективным поглотителем теплоты является гидрид лития, который плавится при T=650°C.

Процесс плавления соли протекает в субмикронных порах кристаллической матрицы из окиси магния. Расплав удерживается на развитой поверхности за счет поверхностного натяжения и капиллярных сил.

Тепловые аккумуляторы являются эффективными устройствами с КПД до 90–92%.

Гибридные СЭС. Стабильная выработка электроэнергии в периоды отсутствия солнечного излучения достигается в гибридных солнечно-топливных электростанциях. В схему такой установки (рис. 1.19) включается резервный котел, работающий на мазуте или природном газе. Он обеспечивает до 30% вырабатываемой электроэнергии за счет промежуточного отбора пара и его перегрева в теплообменнике.

Гибридизация СЭС может базироваться на парогазовом цикле Брайтона-Ренкина (рис. 1.20).

Сжатый и нагревшийся в компрессоре воздух поступает в центральный теплоприемник, где догревается до более высокой температуры и подается в камеру сгорания. При сжигании органического топлива температура воздуха повышается еще больше. Продукты сгорания направляются в газовую турбину, соединенную с электрогенератором. Далее выхлопные газы попадают в котел-утилизатор, который вырабатывает перегретый пар для паротурбинной установки. Расчеты показывают, что КПД этого цикла превышает 43%.

Единичная установленная мощность башенных СЭС колеблется от 5 до 100 МВт, модульных с параболоцилиндрическим концентраторами — в пределах 30–80 МВт, а с параболоидными — 5–50 кВт.

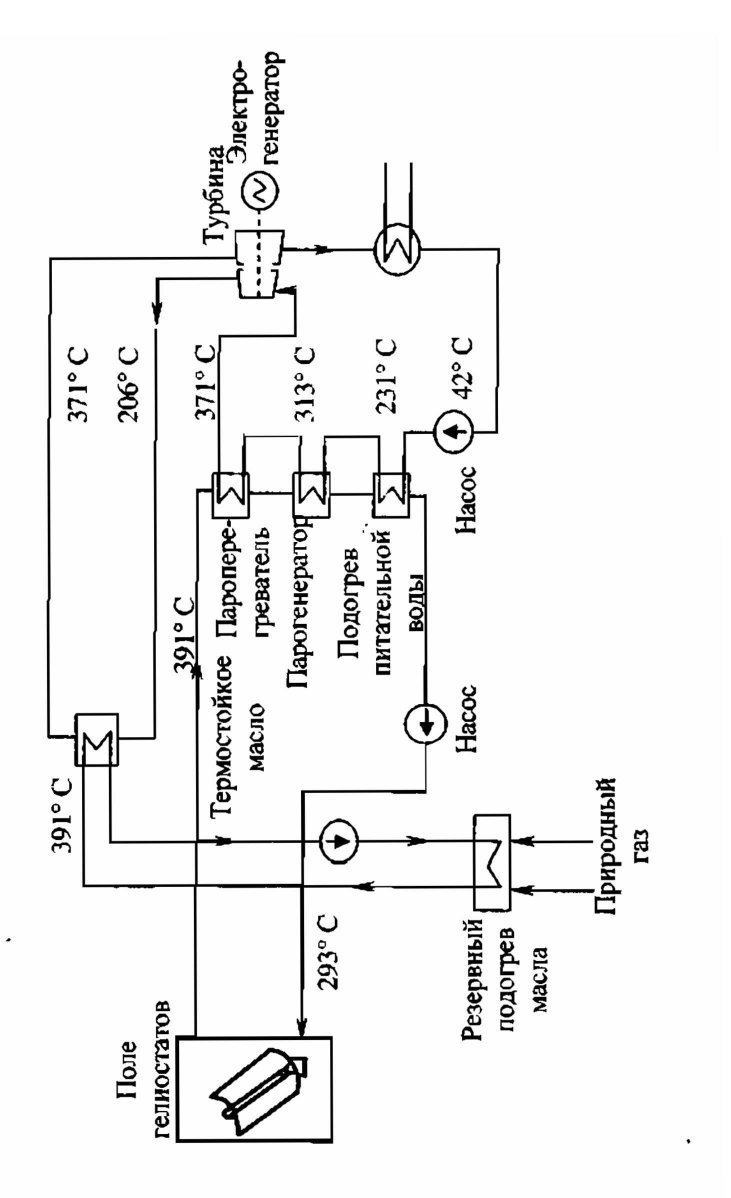


Рис. 1.19. Тепловая схема гибридной солнечно-топливной электростанции

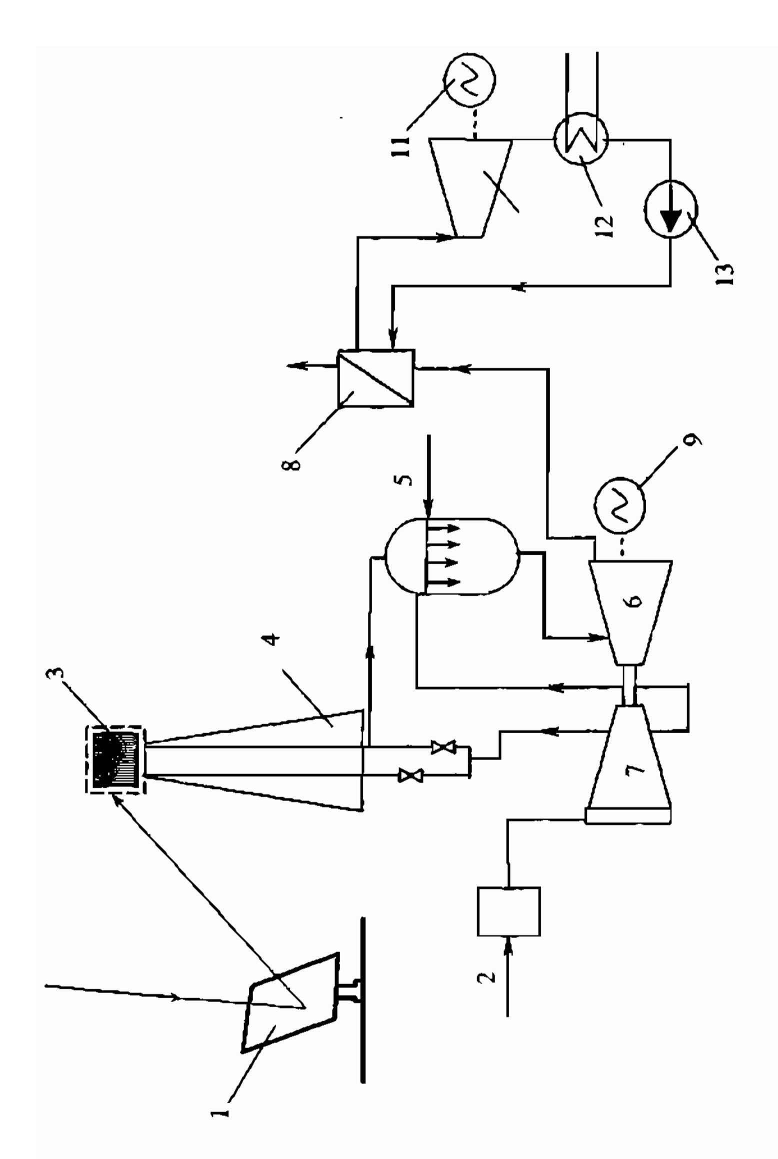


Рис. 1.20. Гибридная электростанция с комбинированным циклом Брайтона-Ренкина: 1 — поле гелиостатов; 2 — воздух; 3 — центральный теплоприемник 4 — башня; 5 — камера сгорания; 6 — газовая турбина; 7 — компрессор; 8 — котел-утилизатор; 9, 11 — генераторы; 10 — паровая турбина; 11 — конденсатор; 13 — насос

Анализ показывает, что модульные станции оказываются более эффективными при мощности до 50 МВт, а башенные — более 100 МВт.

Коэффициент полезного действия зависит от типа СЭС. Обычно башенные СЭС имеют КПД 15–18%, а при использовании парогазового цикла — более 30%. Модульные СЭС характеризуются КПД в пределах 30–35%.

Большинство из башенных СЭС, основные характеристики которых приведены в таблице 1.15, послужили целям отработки тепловых схем и конструкций главных технологических систем и к настоящему времени выведены из эксплуатации. Полученный опыт использован при разработке нового поколения таких станций (Solar Two в США).СЭС единичной мощностью 30–80 МВт с параболоцилиндрическими концентраторами суммарной установленной мощностью P_Σ = 354 МВт построены в конце 80-х и начале 90-х годов XX века и успешно действуют в США. Крупнейшая европейская СЭС подобного типа мощностью 50 МВт сооружается на южном побережье острова Крит, где уровень солнечной радиации совпадает с районом Сахары. В ней применена усовершенствованная конструкция гелиостатов и вспомогательная система поддержания в разогретом состоянии рабочего тела, действующая на сжиженном газе [14].

Солнечные пруды. В системах с термодинамическим преобразованием олнечной энергии в электрическую иногда применяются необычные парогеераторы. Это солнечные пруды (рис. 1.21) [15].

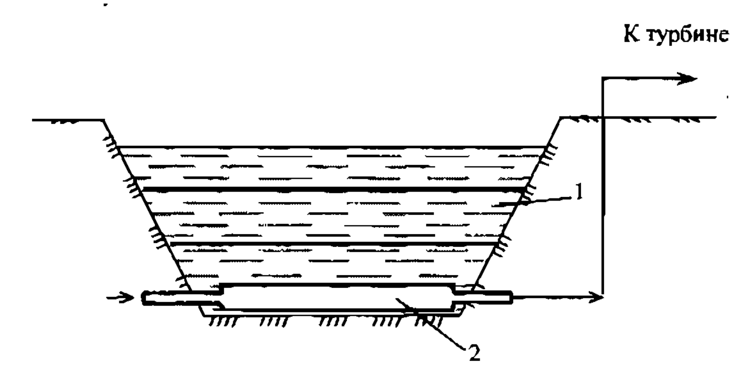


Рис. 1.21. Схема солнечного пруда

Таблица 1.15

Характеристики башенных СЭС термодинамического цикла [10]

Название, год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВт		Теплоноситель / Рабочее тело	Форма поля / Число гелиостатов	Площадь одного гелиостата, $м^2$ / Суммарная площадь, тыс. $м^2$	Высота башни, м	Коэффициент концентрации	Площадь центрального приемника, $м^2$	Тип приемника	Коэффициент отражения зеркал	Температура рабочего тела, °С	Термический КПД,%
	тепловая	электрическая										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
SOLAR – 1 США, 1982 г.		10	Пар	Эллипс 1818	41,8 / 73,2	91	1750	294	Открытый	0,9	516	34
THEMIS Франция, 1982 г.	9	2,5	Расплав солей / Пар	Сектор 20 1	53,7 / 10,8	101,5	675	16	Полостной	0,9	505	28
GAST ФРГ, 1985–1987 гг.		10 × 2	— / Воздух, пар	2000	50 / 12,0	200	1200	-	2 полостных	-	800/500	38–45
СЭС-5 Украина, 1985 г. Крым		5	Пар	Круг 1600	25,5 / 40	80		154	Открытый	0,71	250	16,8
Eurelios Италия, 1981 г.		1	Пар	Сектор 70/112	55,4 / 6,2	55		16	Полостной		512	24,8
CESA – 1 Испания, 1984 г.		1,2	— / Пар	Сектор 300	38 / 11,4	60		11,6	Полостной	0,87	520	27,7

Продолжение таблицы 1.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
CRS Испания, 1981 г.		0,5	Жидкий натрий / Пар	Сектор 93	39,8 / 3,7	43		9,7	Полостной	0,91	530	26
Проект Узбекистан		80 × 4	Пар	Круг 14000	50 / 600	280		1658	Полостной	0,71	450–510	26
PHOEBUS Германия [12]		30	Воздух / Пар		160							18,8

Таблица 1.16

Характеристики модульных СЭС термодинамического цикла [10]

Тип СЭС, год ввода в работу	Мощность, МВт	Площадь коллекторов, тыс. м^2	Температура рабочего тела, °С	Термический КПД,%	Коэффициент отражения	Коэффициент поглощения приемника	Коэффициент концентрации
SEGS-1*, 1985, США	13,8	82,96	307	31,5	0,94	0,94	
SEGS-2, 1985, США	30	165,38	315	20,4			
SEGS-3, SEGS-4, 1986–1987, США	30	209	349	30,6		0,96	
SEGS-5, 1988, США	30	233,2	349	30,6			
SEGS-6, 1989, США	30	188	390	37,5			
SEGS-7, 1989, США	30	183,12	390	37,5			
SEGS-8, SEGS-9, 1989–1990, США	80	464		39,5		0,97	70
SEGS-10, 1991–1994, США	80						
THESEUS** 1996–2000, о.Крит, Греция	50						

* SEGS — Californian Solar Electric Generating Systems

** THESEUS — Thermal Solar European power Station [23]

Подготовленный котлован 1, боковые стенки и дно которого герметизированы полимерной пленкой или слоем глины, заливается послойно раствором солей $MgCl_2$ или KNO_3. Пруд разделен по высоте на 3–4 слоя. Верхний слой имеет наименьшую концентрацию соли — 0–5%, концентрация раствора в придонном слое — 20–25%. Толщина слоев 0,5–1,0 м.

В придонном слое размещается теплоприемник 2, по которому прокачивается теплоноситель.

Солнечное излучение, прямое и рассеянное, проникает через верхние прозрачные слои в придонный слой и нагревает его. Одновременно в теплоприемнике нагревается теплоноситель. Более плотный нижний слой даже при нагревании не перемешивается с верхними, что устраняет конвективные потери.

Температура раствора в солнечном пруде не превышает 90–95°С, поэтому в качестве рабочего тела выбираются низкокипящие жидкости — аммиак или хладон. Образовавшийся в теплоприемнике пар поступает в турбину, а конденсат перекачивается в теплоприемник.

Подобные солнечные пруды успешно работают в США и Израиле, причем Израиль планировал к 2000 г. довести установленную мощность электроустановок на базе солнечных прудов до 2000 МВт.

В Японии экспериментальный солнечный пруд функционировал с ноября по апрель месяц при замерзании верхнего слоя воды. Температура в донной части достигала 70°С.

Исследователи предлагают новую систему предотвращения конвективного перемешивания слоев воды — использовать прозрачный пористый наполнитель с сообщающимися порами. При этом не потребуется создавать слой раствора с различной концентрацией.

1.3.2. Фотоэлектрический принцип

Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии в электрическую называют прямым превращением, так как в этом процессе отсутствует рабочее тело, состояние которого периодически меняется при контакте с источниками, имеющими различные температуры.

Суть явления заключается в том, что при попадании солнечного излучения на полупроводник последний активизируется и становится электропро-

водным. В нем возбуждается ЭДС, а при подключении внешней нагрузки в цепи появляется электрический ток.

Фотоэлектрический эффект впервые обнаружил Эдмунд Беккерель в 1839 г. в химических реакциях. Спустя 40 лет фотоэлектричество обнаружено в селене. Транзистор изобретен в 1949 г., а через пять лет, в 1954 г. объявлено о том, что в ячейке из кремния достигнут КПД, равный 6%.

Солнечная энергия для питания бортовых приборов впервые использована на американском спутнике Авангард-1 и 3-ем советском спутнике в 1958 г. С тех пор фотопреобразователи являются основой электрогенерирующих систем, которые применяются на космических спутниках и станциях.

Принцип работы фотоэлектрического преобразователя заключается в следующем. Химически чистые полупроводники — это класс веществ, которые в обычных условиях характеризуются полным отсутствием свободных электронов.

У них, как и у диэлектриков, вся валентная зона заполнена. Но в отличие от последних энергетический уровень зоны проводимости незначительно отличается от уровня валентной зоны. Это различие называют запрещенной зоной E_g. Ее ширина у полупроводников не превышает 2 эВ. Если при каком-нибудь воздействии — повышении температуры, облучении солнечным светом, увеличении давления, наложении электромагнитного поля — электрон преодолевает ширину запрещенной зоны и попадает в зону проводимости, он приобретает возможность перемещаться, а вещество становится электропроводным.

При повышении температуры тепловое движение частиц разрывает электронные связи, и появляются свободные электроны. Их число растет с увеличением температуры. Одновременно возрастает проводимость. Вблизи покинутого электроном места возникает избыточный положительный заряд, равный по величине электрону. Его называют дыркой. Она служит носителем положительного заряда.

Таким образом, в идеальных кристаллах электроны и носители положительных зарядов возникают парами и передают ток. Реальные кристаллы имеют дефекты и посторонние примеси, поэтому явление проводимости в них обусловлено одним типом носителей. Так, кристалл кремния может иметь либо избыток электронов, либо избыток дырок.

Если 4-валентный кремний легируется атомами элементов 5 группы таблицы Менделеева (фосфором P, мышьяком As, сурьмой Sb), то в нем преобладают свободные электроны (отрицательная n-проводимость). При добавлении атомов элементов 3 группы (бора B, алюминия Al, галлия Ga, индия In) создаются положительные носители — дырки (положительная p-проводимость).

Соединение областей кремния с n-проводимостью и с p-проводимостью формирует p-n-переход — внутреннее электрополе.

В монокристаллическом кремниевом фотопреобразователе (рис. 1.22) толщиной 200–400 мкм фронтальный тонкий слой 1 (0,2–0,6 мкм) имеет n-проводимость, а базовый слой 2 — p-проводимость. Верхний слой насыщается атомами фосфора из газообразной (атмосфера азота с добавкой хлористокислого фосфора), жидкой ($POCl_3$) или твердой (P_2O_5) фазы при высокой температуре методом диффузии. P-проводимость базового слоя создается путем добавления бора в расплав при изготовлении слитка, который затем разрезается на пластинки.

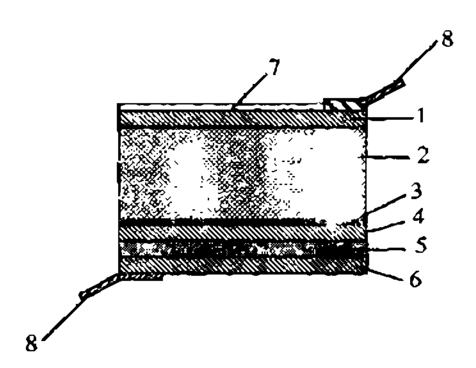


Рис. 1.22. Монокристаллический кремниевый фотопреобразователь

Электрические контакты низкого сопротивления формируют печатным способом, фотолитографией и т.д. Вначале в вакуумной камере испаряют и осаждают на кремний слои алюминия 3, титана 4, затем палладия 5 и серебра или никеля 6. Палладий предотвращает химическое взаимодействие титана с серебром. Затем с передней стороны наносятся антиотражающее и просветляющее покрытия 7 и устраиваются электрические контакты 8 на обеих сторонах.

Таким образом, в кристалле кремния созданы области с n- и p-проводимостью. В каждой из них концентрация основных носителей выше, чем в соседней, где они являются неосновными. Возникает диффузия мобильных носителей в сторону меньшей концентрации: свободных электронов в область p-проводимости, дырок — в область n-проводимости. При попадании подвижных электронов в зону с большой концентрацией дырок происходит нейтрализация (рекомбинация) пары носителей. Подобное явление происходит при попадании дырок в область повышенной концентрации свободных электронов.

Рекомбинация носителей активно происходит на посторонних включениях в полупроводнике и на свободной поверхности, ослабляя ток и ЭДС прибора.

На месте ушедших электронов остаются положительно заряженные ионы, не принимающие участия в проводимости из-за жесткой связи с кристаллической решеткой. Переходя в зону n-проводимости, дырки оставляют неподвижные, связанные с решеткой отрицательно заряженные ионы.

Таким образом, вблизи границы двух зон полупроводника получается переходная область (рис. 1.23), которая практически не содержит подвижных носителей заряда. В ней создается потенциальный барьер, препятствующий дальнейшей диффузии. Электрическое поле p-n-перехода разделяет электроны и дырки.

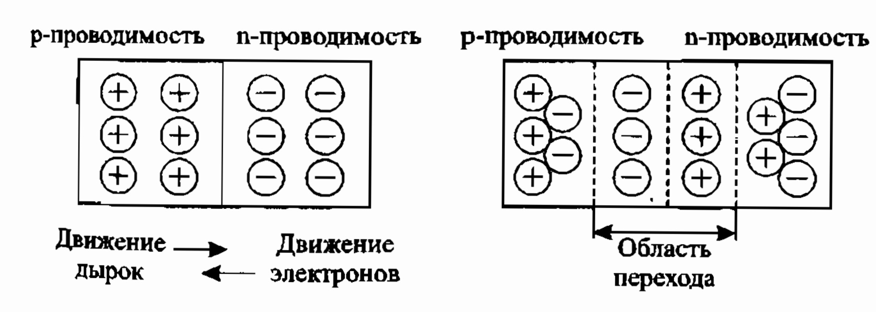


Рис. 1.23. Схема формирования p-n-перехода

Продолжающаяся диффузия носителей и их рекомбинация в конце концов настолько увеличивают напряженность электрополя по p-n-переходу, что он превращается в диод. Тогда электроны, подходящие к зоне n-проводимости

от внешнего источника напряжения, свободно текут через барьер. Если электроны подводятся к зоне с р-проводимостью, такого тока нет.

Облучение или нагревание фотоэлемента с р-n-переходом генерирует дополнительные свободные носители, а встроенное электрическое поле перемещает их через переход. При замыкании внешней цепи по ней потечет ток, величина которого пропорциональна световому потоку или тепловому воздействию.

Процесс передачи энергии фотонов попадающего в полупроводник света к электронам имеет свои особенности в различных материалах. По этому признаку различают «прямые» и «непрямые» переходы. Полупроводники с прямым переходом характеризуются тем, что у них переход электрона в зону проводимости осуществляется только за счет энергии поглощенного фотона, как например, в кристалле арсенида галлия GaAs. Непрямые переходы являются более сложными. В этом случае превращение фотона в пару электрон-дырка происходит при участии кванта энергии колебаний решетки — фонона. Широко применяемый в фотопреобразователях кремний — это представитель кристаллов с непрямым переходом.

Следствием разных способностей материалов поглощать фотоны света является то, что толщина слоев, в которых происходит поглощение, значительно различается. Прямые полупроводники имеют толщину в несколько микрометров, а толщина непрямых — на два порядка больше.

Свойства некоторых полупроводниковых материалов изображены на рис. 1.24.

Эффективность работы фотоэлектрического преобразователя оценивается величиной его КПД, который представляет собой отношение максимальной генерируемой мощности $P_{max} = IU$ к мощности падающего на него солнечного излучения. Генерируемая мощность рассчитывается с помощью вольт-амперной характеристики (рис. 1.25 для Si), которая строится при стандартных условиях испытаний: солнечная радиация 1000 Вт/м^2; масса атмосферы АМ 1,5; температура Т = 25°С.

Температура в испытаниях должна быть стабильной, так как ее повышение сказывается на процессе рекомбинации носителей (и, следовательно, на величине КПД элемента). Так, например, понижение КПД у кремниевых преобразователей составляет 0,45–0,46%/°С.

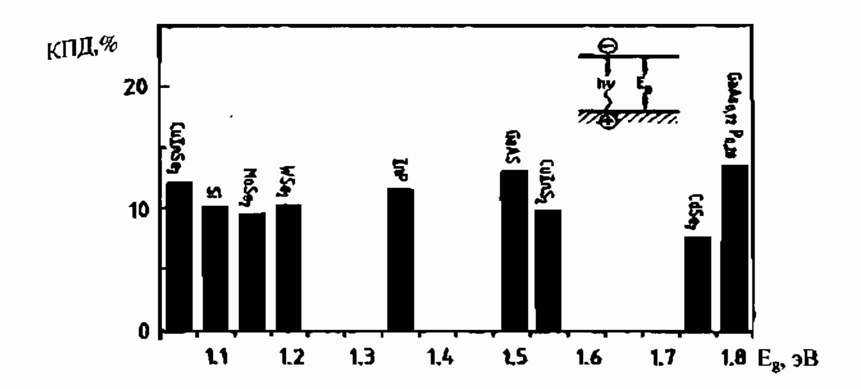


Рис. 1.24. Величины запрещенных зон различных полупроводников

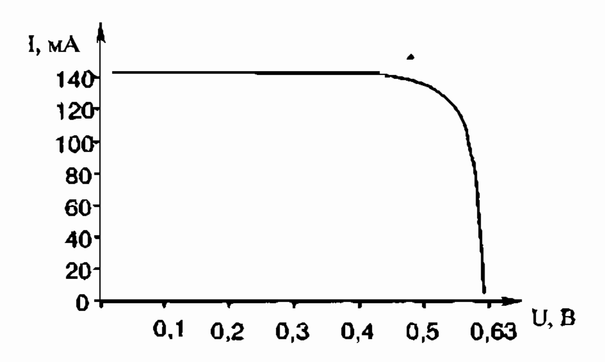


Рис. 1.25. Вольт-амперная характеристика кремниевого фотопреобразователя

До недавнего времени КПД монокристаллического фотопреобразователя из кремния не превышал 12–13%. Поэтому предпринимаются попытки увеличить его.

Одной из мер, значительно влияющих на эффективность фотопреобразователя из монокристаллического кремния, является удаление примесей и повышение чистоты кристалла Si. Для этого проводят зонную переплавку с помощью высокочастотного индуктора. При этом расплав не контактирует с инородными материалами, примеси и посторонние включения выводятся в конечную часть слитка, которую удаляют. Таким методом австралийские исследователи добились КПД, равного 23,3%.

Еще одно направление — применение пассивации. Было обнаружено, что любая свободная поверхность Si или промежуточная поверхность с другими материалами вызывает появление центров рекомбинации, т.е. взаимного слияния дырок и электронов, что влечет за собой соответствующие потери. Покрытие свободных поверхностей окислом SiO_2 и нанесение его тонкими промежуточными слоями на контактах подавляет эти потери. Пассивированная таким образом ячейка из Si продемонстрировала КПД 24% [18].

Существенно снижаются потери фотопреобразователя, на поверхность которого наносится тончайший слой антиотражающего покрытия. К примеру, при однослойном покрытии отражение солнечной радиации снижается с 30 до 10%. Дополнительная химическая обработка поверхности формирует на ней маленькие пирамиды (процесс текстурирования, рис. 1.26).

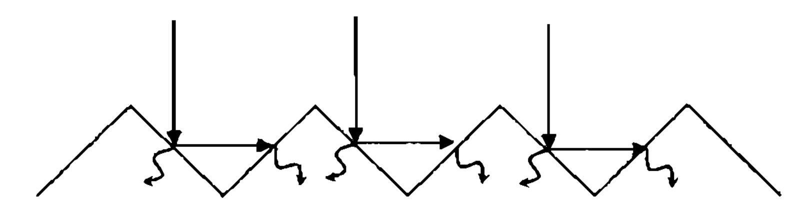


Рис. 1.26. Схема работы текстурированной поверхности

Отраженный одной пирамидой свет попадает на грани второй и так далее. Фактически он уже не отражается в окружающую среду. Наличие однослойного антиотражающего покрытия и текстурированной поверхности снижает потери до 1%.

Принципиально новые возможности преобразования солнечной энергии открываются при создании фотоэлементов с гетеропереходами. Встроенные электрические поля в этих элементах обусловлены не наличием зон неоднородно легированного полупроводника, а соединением химически различных материалов. Так, поверхностно-барьерный элемент имеет встроенное поле, образованное зарядами на поверхности раздела полупроводник — полупроводник или металл — полупроводник. Развитием гетеропереходов служат варизонные структуры, в которых ширина запрещенной зоны меняется с плавным изменением химического состава вещества в глубь кристалла от его поверхности, и на некоторой глубине расположен p-n-переход.

Подобные структуры формируются в сложных веществах типа GaAlAs — GaAs, Cu_2S –Cd ZnS. Причем широкозонные материалы или слои располагаются сверху, а узкозонные снизу.

Поверхность раздела гетеропереходов характеризуется низкой скоростью рекомбинации носителей заряда, поэтому КПД таких элементов значительно повышается. Фотопреобразователи из GaAs достигают КПД порядка 25%.

Технология производства кремниевых элементов. Объем производства фотопреобразователей из монокристаллического кремния составляет 60–65% общего выпуска этих устройств. Кремний широко распространен в природе. 60% земной коры состоит из кварцита или диоксида кремния. Мировое производство кремния с чистотой 99% для металлургических целей составляет приблизительно 600 000 т в год. Этот кремний производят в электродуговых печах. Получаемая при переплавке чистота не устраивает электронную промышленность. Поэтому выплавленный кремний подвергают очистке при переводе его в раствор с последующим испарением. Осаждаемый поликристаллический кремний имеет химический состав «солнечного качества» — 99,99%. Затем применяется базовый процесс по методу Чохральского. Из расплава при 1500°С вытягивают слиток монокристаллического кремния, который кристаллизуется со скоростью 0,1–0,2 см/мин. Обычно прямоугольное сечение слитка имеет размер 10×10 см. Для круглой заготовки диаметр равен 10–15 см. Масса слитка колеблется от 40 до 150 кг при длине 1–3,5 м.

Блоки поликристаллического кремния размером 43×43 см получают литьем в тигель, контролируя скорость охлаждения.

В дальнейшем полученные слитки разрезаются на пластинки толщиной до 300 мкм с помощью тонких проволочек с алмазным абразивным слоем. Пластинки подвергаются химической и механической полировке. Весь технологический процесс изготовления пластинок медленный и дорогостоящий. Превращение металлического кремния в пластинку для фотопреобразователя изменяет стоимость материала от 2 до 1300 долл./кг.

Кроме рассмотренных технологий, применяют вытягивание тонких листов кремния из расплава через графитовую форму. Метод отличается большой производительностью. Можно получать профили в виде тонкостенных труб и многогранников.

Ленты из монокристаллического кремния формируют на керамической подложке и на графитовой ткани. Слои аморфного кремния толщиной 1–2 мкм непрерывно осаждаются на поверхности фольги из нержавеющей стали толщиной 125 мкм, создавая гибкие солнечные элементы.

Известно, что ЭДС, развиваемая фотопреобразователем, пропорциональна потоку солнечной радиации. Следовательно, концентрация излучения должна повышать КПД преобразующих устройств как на основе монокристаллического кремния, так и на базе сложных структур. На рис. 1.27 изображена зависимость КПД элемента с p-n-переходом в гомогенном материале от ширины запрещенной зоны полупроводника при различной степени концентрации излучения. Реализация теоретических исследований привела к значительному росту величины КПД за последние 20–25 лет (рис. 1.28).

Так, в конце 80-х годов прошлого века кремниевые преобразователи достигли КПД, равного 28% при концентрации 150 солнц. Расчетный КПД для этих ячеек составляет 48%. Концентрированное излучение на ячейках из GaAs повысило их КПД до 28%.

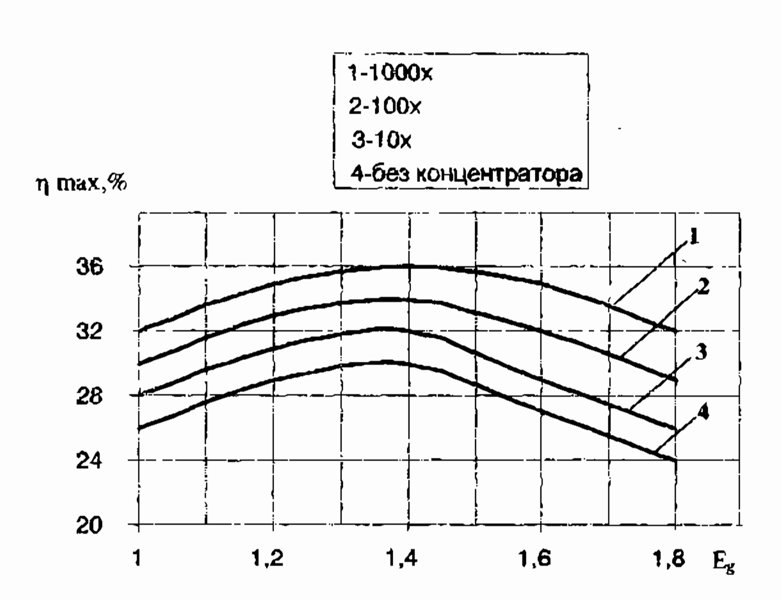


Рис. 1.27. Зависимость КПД фотопреобразователя от степени концентрации излучения

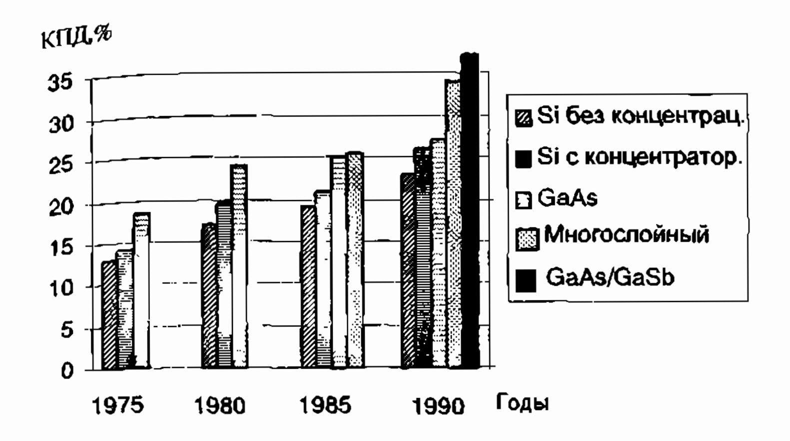


Рис. 1.28. Зависимость КПД от структуры фотопреобразователя

Отметим, что значительная концентрация излучения возможна только в условиях прямой солнечной радиации. При этом необходимо принимать меры для эффективного охлаждения фотопреобразователя во избежание снижения его КПД.

Концентраторы солнечной радиации. Применение концентраторов не только увеличивает энергетическую эффективность фотопреобразователей, но и снижает их стоимость. Наличие концентратора позволяет сокращать размеры дорогостоящих полупроводников. Важным требованием, которое предъявляется к концентрирующим системам, является обеспечение равномерности плотности потока лучистой энергии на поверхности фотопреобразователя. Среди основных концентрирующих устройств различают системы с отражающими и преломляющими элементами (рис. 1.29). Фоклины (рис. 1.29, а), образованные плоскими отражающими поверхностями, способны увеличить плотность потока излучения до 2,5 раз.

Фокон (рис. 1.29, б) — это тело вращения, обеспечивающее степень концентрации порядка 6.

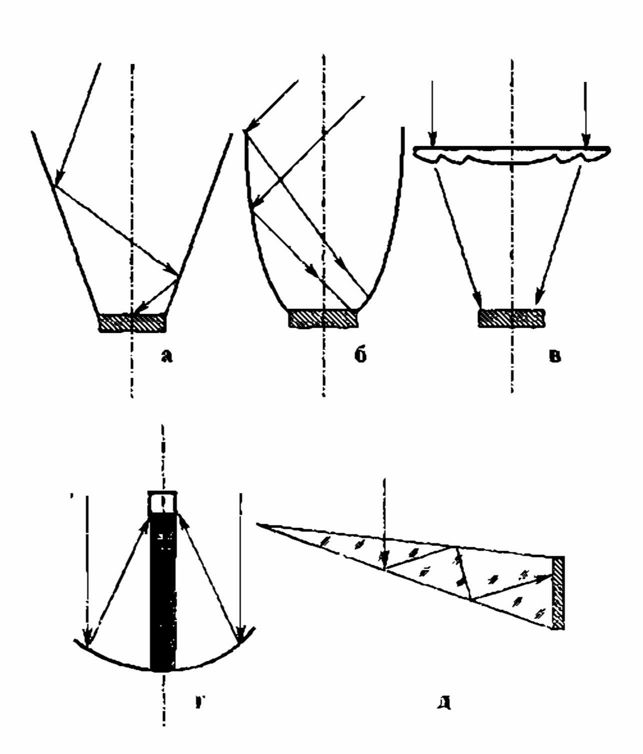


Рис. 1.29. Типы концентраторов

Оба концентратора при определенных условиях допускают работу фотопреобразователя в течение всего года в неподвижном состоянии, но при этом значительно меняется освещенность солнечного элемента. Концентрические плоские линзы Френеля (рис. 1.29, в) — это устройства с выступами и впадинами на одной поверхности, которые изготавливаются из пластика, характеризуются равномерным распределением концентрированного излучения на поверхности фотопреобразователя. С их помощью можно достигать концентрации потока радиации в пределах от 15 до 250 солнц. Параболоиды (рис. 1.29, г) способны создать гораздо более концентрированный поток солнечной энергии, но они требуют применения двухосной системы слежения за Солнцем. Широкое применение нашли параболоцилиндрические концентраторы. В России разработаны оригинальные концентраторы — призмоконы (рис. 1.29, д).

Солнечное излучение, поступающее через поверхность боковой грани, отражается от противоположной грани с отражающим слоем, а затем и от верхней грани, то есть лучи «запираются» в световоде и направляются к выходу, где установлен солнечный элемент. Призмоконы создают концентрацию от двух до нескольких десятков единиц, могут работать без системы слежения и используют значительную долю рассеянной радиации вместе с прямой.

Тонкопленочные солнечные элементы. Исходные пластины для создания монокристаллических элементов из кремния и арсенида галлия обходятся очень дорого. Поэтому были проведены широкие исследования и разработаны технологии, позволяющие получить фотопреобразователи в виде тонких пленок. Базой для этих элементов служат материалы с прямым поглощением солнечного излучения, которое происходит на глубине от нескольких десятых долей до 2–3 микрометров. Одним из перспективных материалов является аморфный кремний (α-Si), не имеющий регулярной структуры. Его коэффициент поглощения на порядок превышает коэффициент поглощения монокристаллического кремния.

Тонкопленочный фотопреобразователь получают путем плазменного разложения силана SiH_4 и осаждения в глубоком вакууме α-Si на стеклянную подложку. Прозрачный проводящий слой формируется из оксида олова (рис. 1.30). Тыльный металлический контакт из алюминия отражает непоглощенный свет обратно в базовый i-слой (с собственной проводимостью) и p^+-слой с повышенной концентрацией положительных носителей. Фотопреобразователи на базе α-Si (H) обеспечивают КПД до 12% и характеризуются стабильными свойствами.

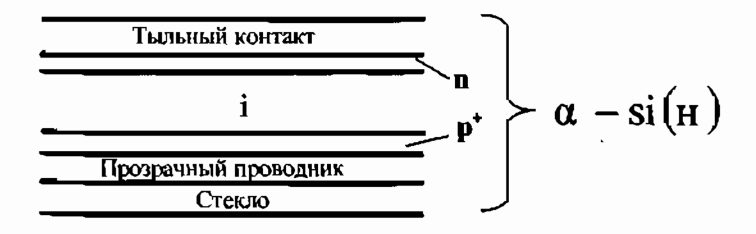


Рис. 1.30. Структура фотопреоброзователя из аморфного кремния

Аморфный кремний легко образует сплавы с углеродом и германием. Поэтому его применяют для создания эффективной многопереходной системы из аморфных материалов типа: фронтальный широкозонный слой карбида кремния α-SiC(H) — средний слой α-Si(H) — тыльный слой из сплава с германием α-Si Ge(H). КПД этой структуры 15–18%.

Ячейки малой толщины можно получать из поликристаллического кремния. Для этого обеспечивается более высокий уровень легирования и применяется текстурирование обеих поверхностей. Попавший внутрь ячейки свет частично поглощается, достигает тыльной поверхности и вновь отражается вглубь. Таким образом, свет многократно проходит через полупроводниковый слой в несколько микрометров до полного поглощения. Оптическая длина пути луча может превысить толщину ячейки почти в 20 раз. По этой технологии выращивание кремниевых поликристаллических пленок осуществляется из насыщенных растворов Si в расплавленном олове. Пленки формируются в виде столбчатых кристаллов на дешевой стеклянной подложке. Затем термодиффузией создается p-n-переход и наносится отражающее покрытие.

Пленочные фотопреобразователи из поликристаллического Si имеют КПД 12–16% в зависимости от размера ячейки.

К числу тонкопленочных поликристаллических элементов с гетеропереходом относятся ячейки медно-индиевого диселенида $CuInSe_2$, который обладает наивысшим к настоящему времени коэффициентом поглощения. В сочетании полупроводников $CuInSe_2$/CdS сульфид кадмия выращивается как материал с n-проводимостью при толщине слоя 0,03 микрометра. Формирование фотопреобразователя осуществляется на металлическом молибденовом проводнике. Вначале вакуумным испарением и осаждением создается слой металлического индия и меди. Затем этот слой реагирует при T= 400°C с селеном из газового потока селенида водорода H_2Se, который пропускается у поверхности. Получаемый высококачественный материал имеет КПД 12% и 9% (фирма Siemens Solar Industries) в промышленных модулях.

Более высокий КПД, равный 12,3%, наблюдается у пленочных фотопреобразователей фирмы Matsushita на базе теллурид кадмия — сульфид кадмия CdTe/CdS. Особенность процесса в том, что применяется печатная технология, элементный кадмий и теллур входят в состав печатной краски. Вместо обычного вакуумного испарения и последующего осаждения элементов фирма

BP Solar использует более дешевый процесс гальванизации. Ее солнечные ячейки имеют КПД 13%, а сборки площадью 0,1 м^2 — 10%.

Важным преимуществом тонкопленочных элементов является возможность производства полного модуля вместе с соединениями (рис. 1.31). Нанесенный на подложку слой оксида олова счищается лучом лазера в определенных местах. Следующим наносится слой аморфного кремния α-Si с p-i-n-переходом в виде сплошного покрытия. Здесь также счищаются узкие полоски, слегка сдвинутые по отношению к счищенным полоскам из окиси олова. Далее наносится тыльный металлический контакт. Таким образом изготавливаются длинные узкие ленты из последовательно соединенных ячеек.

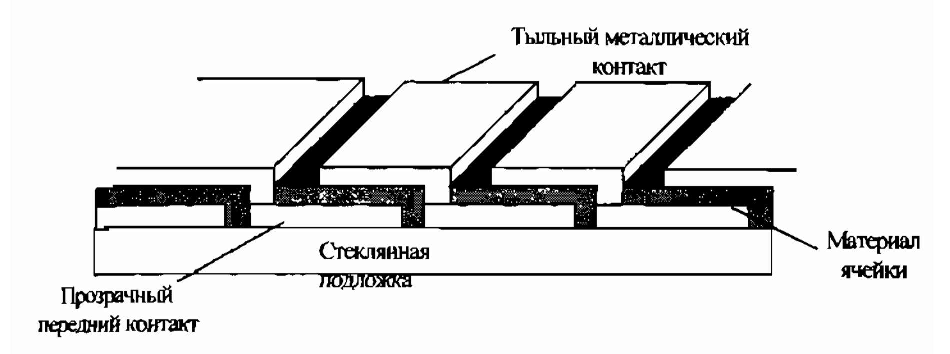


Рис. 1.31. Интегральный модуль

Особо перспективными считаются каскадные или составные фотопреобразующие устройства. В них реализуется идея применения полупроводников различного состава, которые проявляют максимальные поглощающие свойства в неодинаковых диапазонах длин волн солнечного излучения. Подобный фотопреобразователь (рис. 1.32) представляет собой механическую сборку из двух или более солнечных ячеек с различной шириной запрещенной зоны. Верхний слой является широкозонным полупроводником. Он поглощает фотоны с большой энергией и прозрачен для длинноволнового излучения, которое оптимально поглощается нижним слоем.

Теоретический суммарный КПД для различных моделей каскадных фотопреобразователей достигает КПД, равного 93%, который соответствует эффективности цикла Карно для солнечного излучения.

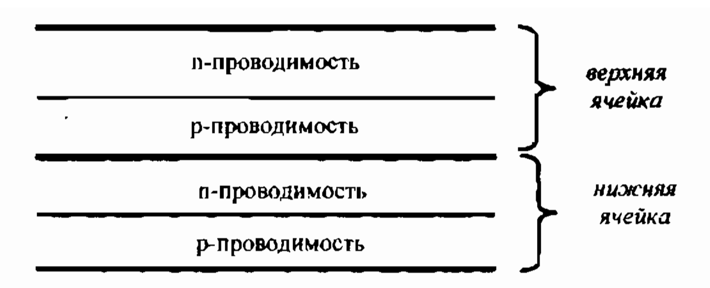


Рис. 1.32. Каскадное фотопреобразующее устройство

Разновидностью каскадных систем служит монолитная структура, слои которой последовательно выращиваются один на другом, имея единую подложку.

Сотрудники Физико-технического института Санкт-Петербурга разработали технологию получения каскадного гетерофотопреобразователя GaAlAs-GaInAs с КПД 30%. Он сохраняет высокий КПД при 1000-кратной концентрации солнечного излучения.

Комбинация верхней ячейки из GaAs и нижней из монокристаллического Si при 100-кратной концентрации продемонстрировала КПД 34%.

Фотоэлектрические модули. Одиночный солнечный элемент из монокристаллического кремния обычно имеет прямоугольную форму с размерами 100×100 мм или форму круга диаметром 125 мм. При стандартных условиях испытаний (солнечная радиация 1000 Вт/м^2; масса атмосферы АМ 1,5; температура ячейки 25°С) элемент обеспечивает мощность в пределах 1–1,5 Вт. Его ЭДС составляет 0,5–0,6 В. Этих параметров недостаточно для большинства потребителей, поэтому отдельные элементы соединяются в модули. Число элементов в модуле определяется напряжением модуля, а его напряжение должно соответствовать номинальному напряжению аккумулирующей системы, т.е. 12 В аккумуляторной батареи. Поэтому стандартные модули объединяют 33–36 последовательно соединенных элементов и гарантируют надежную работу. Мощность стандартных кремниевых модулей колеблется от 5 до 120 Вт.

Модуль не только обеспечивает электрическое соединение отдельных элементов. Он должен предохранять их от механических повреждений, защищать от воздействия окружающей среды и поддерживать всю структуру. К мо-

дулю предъявляются серьезные требования, т.к. срок его службы должен составлять не менее 20 лет. Структура защиты от внешних механических и атмосферных воздействий состоит из закаленного стекла, 2 слоев этиленвинилацетата и последовательно расположенных с тыльной стороны слоев из тедлара или майлара и полиэстера (рис. 1.33). Стекло переднего покрытия имеет толщину 2–3 мм. Из-за низкого содержания железа оно обладает высокой прозрачностью. Специальный готический рельеф на внешней поверхности снижает отражательную способность.

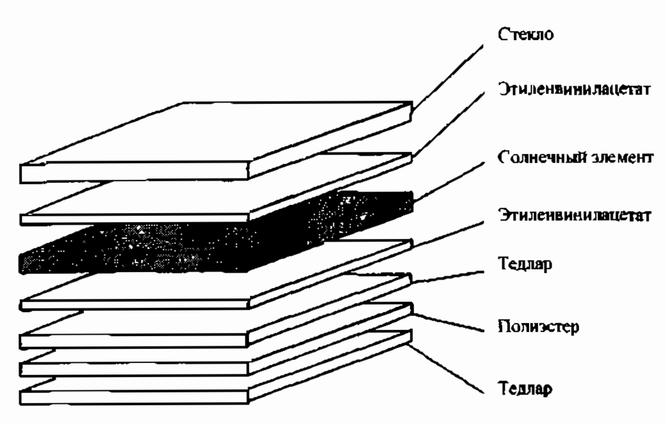


Рис. 1.33. Структура защиты электрического модуля

Модуль обрамляется металлической рамой для придания механической прочности. Она изготавливается из нержавеющей стали или анодированного алюминиевого профиля. Чтобы уменьшить напряжения, возникающие при тепловом расширении из-за колебаний температуры, между модулем и рамой устанавливается жакет, который делается из силиконовой резины, неопреновой или поливинилхлоридной ленты (рис. 1.34).

Если основой модуля служит многослойная гетероструктура, то предусматривается изготовление корпусов концентрирующих модулей, предназначенных для совместного жесткого монтажа электрогенерирующих плат и линз Френеля.

Во всем мире наблюдается динамичное увеличение спроса на фотоэлектрические модули, что отражено на диаграмме ежегодного производства этих систем в МВт установленной мощности (рис. 1.35).

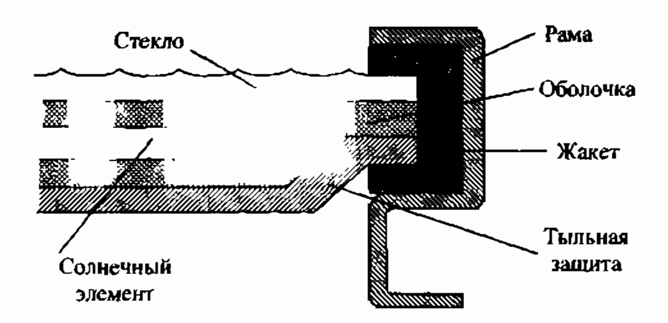


Рис. 1.34. Модуль в сборе

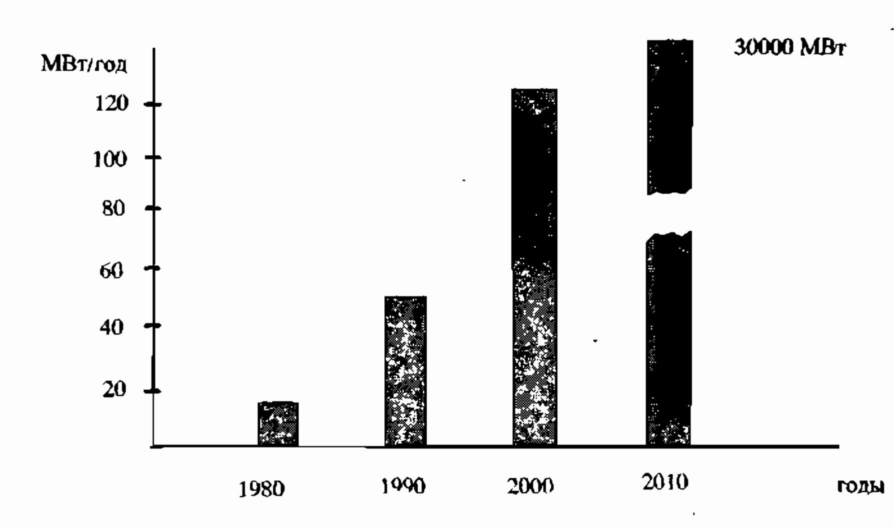


Рис. 1.35. Мировое производство фотоэлектрических преобразователей

Темп прироста выпуска фотопреобразователей в последние годы составляет приблизительно 14%. В 1996 г. в Европе произведено около 19 МВт установленной мощности, или почти 21% мирового выпуска.

Основные области применения фотопреобразователей — это калькуляторы, часы, небольшие потребители типа отдельных домов, деревень, телекоммуникаций, водяных насосов. Возрастает доля систем небольшой мощности, соединенных с линиями электропередач, растет количество фотоэлектрических генераторов мощностью в сотни и тысячи киловатт. Они служат для электроснабжения крупных выставочных комплексов, бассейнов, заводских цехов.

Фотоэлектрические станции (фотоСЭС). Для производства электроэнергии в значительных масштабах создаются фотоСЭС. Они состоят из большого количества модулей, соединенных последовательно и параллельно в панели. Тип соединения определяется величиной выходного тока и напряжения на фотоСЭС.

ФотоСЭС имеют ряд преимуществ. Во-первых, они очень удобны, т.к. из модулей можно создать комплекс любой мощности. Во-вторых, фотоСЭС начинают вырабатывать электроэнергию при относительно низкой освещенности. В-третьих, станции этого типа обходятся без движущихся элементов. Фотоэлектрические генераторы работают бесшумно, не выделяют никаких загрязнений, характеризуются минимальными потребностями в обслуживании. Модули устанавливаются как неподвижно под определенным углом, так и на осях с использованием систем слежения.

Принципиальная схема фотоСЭС состоит из следующих элементов (*рис. 1.36*). Фотоэлектрический генератор 1 объединяет поле солнечных модулей. Вырабатываемый ими ток проходит через конвертор 2, который поддерживает оптимальный режим работы фотоэлектрического генератора в зависи-

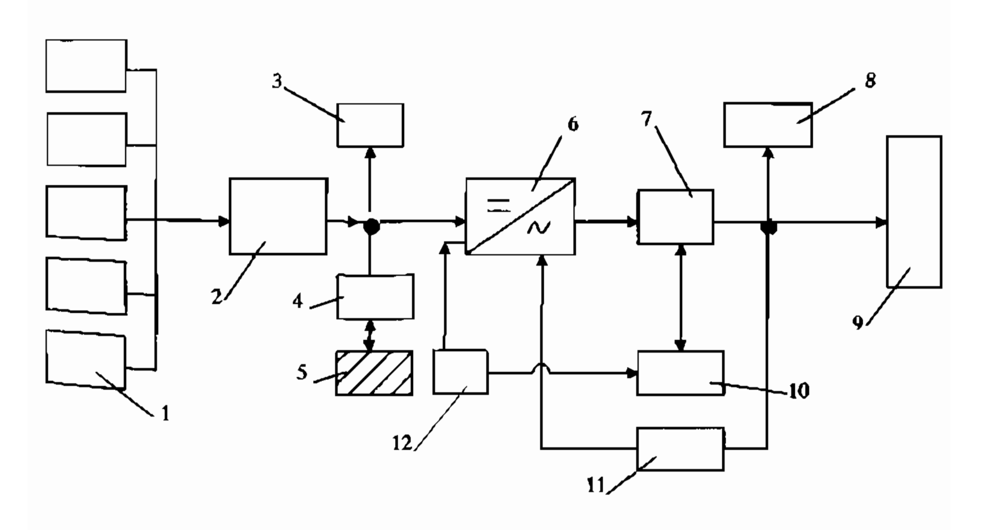


Рис. 1.36. *Электрическая схема фотоСЭС*

мости от нагрузки. Часть вырабатываемой энергии идет на потребителей постоянного тока 3 и зарядку аккумуляторных батарей 5 через зарядное устройство 4. Затем в инверторе 6 постоянный ток преобразуется в переменный, поступает в повышающий трансформатор 7 и потребляется частично на собственные нужды (электродвигатели) 8, а частично поступает в систему распределения энергии 9. Для регулировки работы инвертора и трансформатора имеется система перефазировки 10, контроля фаз 11 и управления 12.

Фотоэлектрический генератор 1 имеет на выходе напряжение порядка 400–800 В из-за недостаточной изоляции между панелью и заземленной рамой. Трансформатор 7 повышает его до требуемого уровня в электросети.

Особенности генерирования электроэнергии в фотопреобразователях вынуждают предпринимать специальные меры повышения надежности их работы. Последовательное соединение многих модулей может оказаться неблагоприятным при выходе одного модуля из строя. В этом случае дефектный модуль окажется не генератором, а потребителем тока, который будет способствовать его чрезмерному разогреву и диссипации энергии. Чтобы не происходили нежелательные явления, фотоэлектрический генератор (рис. 1.37) содержит обходные 2 и блокирующие 3 диоды. Эти диоды защищают модули 1 при выходе какого-то из них из строя и предотвращают фотогенератор от работы в режиме нагрузки в темное время суток.

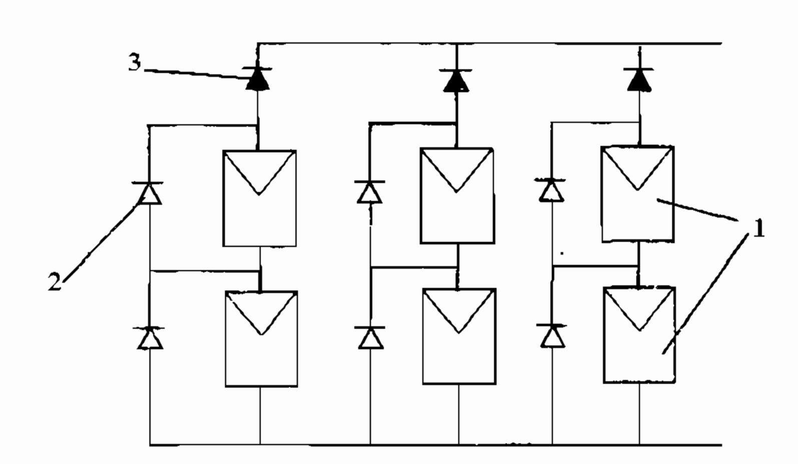


Рис. 1.37. Фотоэлектрический генератор

Важным элементом в составе фотоСЭС является система аккумулирования. Она необходима в качестве постоянной резервной мощности, применяется для поддержания работы в режиме пиковой нагрузки. Особенно она важна для станции, которая работает в автономном режиме и снабжает электроэнергией удаленных от линии электропёредачи потребителей.

Электроэнергия, вырабатываемая фотоСЭС, может аккумулироваться различными методами. Наиболее распространено применение свинцовокислотных и никель-кадмиевых (Ni-Cd) батарей. Разработаны специальные аккумуляторные батареи, снабженные клапаном для поддержания небольшого избыточного давления. Срок их службы достигает 10 лет. Перспективны аккумуляторы на базе $Na/\beta Al_2O_3/S$ и $Zn/ZnBr_2/Br_2$. Натриево-серные батареи используют расплавленные реактанты и снабжены хорошей тепловой изоляцией. Плотность энергии у них в 2 раза выше, чем у свинцовокислотных. Цинк-бромистые аккумуляторы по плотности энергии на 1 кг массы в 4 раза превосходят обычные. Широко используются в США, Австрии, Японии. Срок их службы — 2000 циклов разряд — заряд.

Уделяется внимание разработке аккумулирующих систем со сверхпроводниками. Средой для хранения энергии в подобных устройствах является электромагнитное поле. Оно создается при протекании большого постоянного тока по соленоиду из сверхпроводника. Эта система обеспечивает прямое аккумулирование электроэнергии без промежуточной конверсии ее в другие виды (механическую, химическую). Запас хранимой энергии пропорционален индуктивности спирали и квадрату силы тока. Современные устройства содержат сверхпроводящий материал, который окружен слоем обычного проводника, выполненного в виде трубопровода для хладагента. Аккумулятор со сверхпроводником заряжается от генератора постоянного тока и разряжается в систему оборудования переменного тока через силовую управляющую систему с несколькими инверторами.

Разработанные ранее сверхпроводящие материалы типа NbTi, Nb_3Sn, требующие температуры 4К при охлаждении жидким водородом, заменяются высокотемпературными сверхпроводниками на базе Bi, которые обнаруживают явление сверхпроводимости при Т = 20–40 К и поэтому не требуют применения жидкого охладителя. Достигнутая плотность тока более чем на порядок превышает обычную для меди.

Мировая практика показывает, что установленная мощность фотоСЭС может колебаться в широких пределах. Для небольших потребителей — коттеджей, сельскохозяйственных ферм, жилых зданий она составляет 1–10 кВт. Причем станции монтируются прямо на крышах зданий, не требуя специальных площадок. Фотопреобразователями облицовывают фасады зданий, что служит современными элементами архитектуры. Такая тенденция характерна для Германии, Нидерландов, Швейцарии, США, Японии и других стран. В Германии, например, площадь крыш, пригодных для установки солнечных модулей, составляет более 650 км^2. Даже при КПД 8% подобная система представляет собой рассредоточенную фотоСЭС мощностью 52 ГВт. Разные страны эксплуатируют фотоСЭС значительной единичной мощности. Самая крупная Кариса–Плейнз в Калифорнии имеет мощность 7,2 МВт. Италия располагает станцией в 3,3 МВт. Известная фирма в США «Соларекс» снабдила своими фотопреобразователями крышу крупного спортивного комплекса по плаванию и прыжкам в воду в Атланте, где проходила летняя Олимпиада в 1996 г. Зал рассчитан на 10 тыс. зрителей. Фотомодули обеспечили всю энергетику здания. Крупный выставочный комплекс в Мюнхене (Германия) также оборудован мощной фотоэнергетической системой, расположенной на крыше. Каждый модуль состоит из 84 монокристаллических кремниевых ячеек. Его мощность 130 Вт, и вся система обеспечивает суммарную мощность 1 МВт. Она выдает в сеть комплекса 1 млн кВт·ч электроэнергии в год. В схеме станции установлен один инвертор.

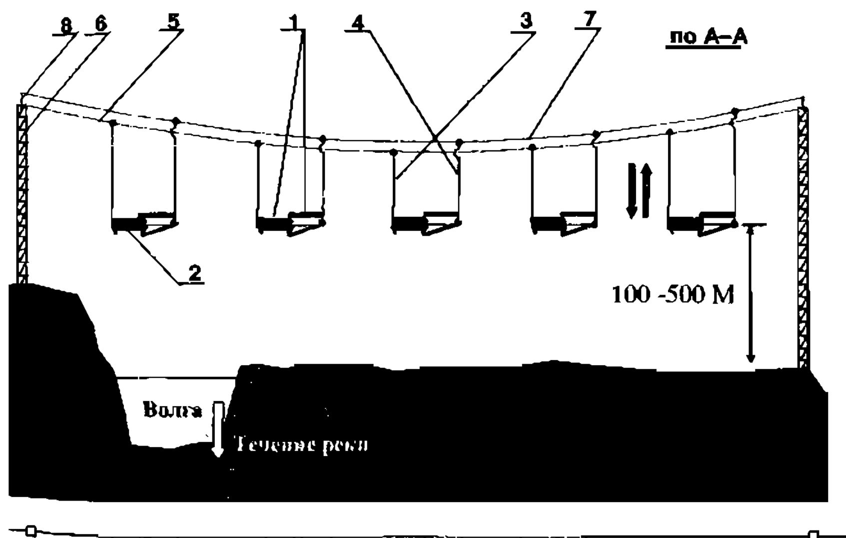
Гибридная фотоСЭС — ГЭС запущена в действие в испанском городе Толедо. Фотоэлектрический генератор установленной мощности P=1 МВт состоит из двух наклонных панелей по 450 кВт и одной панели 100 кВт с одноосной следящей системой. Станция подключена к линии электропедачи и компенсирует нехватку энергии в летний период, когда в бассейне ГЭС не достаточно воды.

Оригинальный демонстрационный проект осуществлен в Испании по программам JOULE/THERMIE. Он представляет собой модульные системы из параболоцилиндрических концентраторов длиной 72 м и шириной 2,9 м с одноосной следящей системой. Фотоэлектрические элементы, соединенные между собой и изолированные от воздействия атмосферы, развивают мощность 480 кВт при напряжении 750 В. Ожидается, что новая конструкция обеспечит

более постоянную выработку электроэнергии, чем плоские модули с линзами Френеля.

По программе «Campaign for Take — Off» в странах Европейского Союза установленная мощность фотоСЭС возрастет с 0,03 ГВт в 1995 г. до 3 ГВт в 2010 г. и будет смонтирован 1 млн PV-систем. Значительные усилия предпринимает Япония в стремлении снизить вредные выбросы от ТЭЦ. Там было намечено к 2000 г. ввести в действие 400 МВт солнечных модулей и довести их мощность до 466 МВт к 2010 г.

Проект сверхмощной фотоСЭС в 100 млн кВт с площадью фотоэлементов около 1000 км^2 существует в России. Его отличие от обычных схем в том, что фотогенерирующие модули, соединенные в длинные полосы шириной от 2 до 10 м, подняты на высоту 100–500 м над поверхностью земли (рис. 1 38).



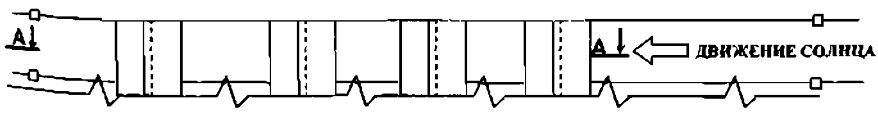


Рис. 1.38. Высотная солнечная электростанция:
1 — фотоэлементы; 2 — их грузонесущие балки; 3 — вертикальные тросы связи фотоэлементов с неподвижным грузонесущим тросом 5;
4 — вертикальный трос связи фотоэлементов с подвижным в вертикальном направлении грузонесущим тросом 7; 6 — мачты; 8 — механизм связи троса 7 с мачтой 6

Высотное расположение станции уменьшит осаждение пыли на рабочих поверхностях, не будет препятствовать ведению сельскохозяйственной деятельности.

Местом размещения гигантской фотоСЭС выбрано пространство в Заволжье между Саратовом и Астраханью. Опорные мачты 1 располагаются по обоим берегам Волги. Общая ориентация полос с севера на юг. Модули фотоэлементов размещаются на легких несущих балках 2, которые прикреплены по концам двумя вспомогательными тросами 3 и 4 к несущим тросам 5 и 7. Несущий трос 5 закреплен на мачтах неподвижно. Второй трос 7 крепится к мачтам таким образом, что его высота может изменяться. Перемещение троса 7 по высоте рассчитано так, что при изменении его положения по отношению к тросу 5 в течение дня плоскости фотоэлементов могут ориентироваться с наклоном на восток, устанавливаться горизонтально, а затем поворачиваться на запад. Стабильную работу фотоСЭС поддерживают 3 гидроаккумулирующие станции суммарной мощностью 14 млн кВт.

Назначение этой фотоСЭС — обеспечивать промышленные энергоемкие производства преимущественно в дневное время.

Постепенно солнечные модули внедряются на транспорте. Солнцемобили представляют собой легкие конструкции на 3- или 4-колесных шасси с большими «энергетическими поверхностями», т.е. фотоэлектрическими преобразователями. Мощность электродвигателей солнцемобилей невелика — от 0,4 до 3,5 кВт. Однако они позволяют развивать достаточно большие скорости. В некоторых странах — Швейцарии, Японии, Австралии регулярно проводятся соревнования этих машин. В Австралии солнцемобили должны преодолеть более 3000 км только с помощью солнечной энергии. Средняя развиваемая скорость достигает 85–115 км/ч.

Германия проводит соревнования моторных лодок и катеров, оборудованных солнечными модулями. На Женевском озере в Швейцарии задумана эксплуатация прогулочного судна на 20 посадочных мест с приводом от солнечных батарей.

В Англии эксплуатируются большегрузные автомобили — рефрижераторы для перевозки мяса, на крыше и боковых стенках кузовов которых смонтированы фотопреобразователи. Энергии этой системы вполне достаточно для привода компрессора холодильной установки.

Легкий самолет в США, снабженный фотоэлектрическим генератором, пересек страну со скоростью более 200 км/ч.

1.4. Преобразование солнечной энергии в космосе

Известно, что солнечная энергетика в космосе начиналась с небольших по мощности комплексов фотопреобразователей, предназначенных для питания бортовых систем искусственных спутников, начиная с 1958 года. Развитие космической техники требует все больше энергии для ее функционирования. Американская лаборатория «Скайлэб», работавшая на орбите в 1973–74 годах, имела на борту 2 системы солнечных модулей мощностью 12 кВт каждая. Для монтируемой на орбите в настоящее время международной космической станции «Альфа» запроектирован солнечный электрогенератор мощностью 100 кВт.

Разработаны проекты самостоятельных космических солнечных станций грандиозной мощности — порядка 5–10 ГВт и массой до 40 тыс.т. Космос привлекает энергетиков следующими преимуществами: более высокой — на уровне 1353 Вт/м^2 — освещенности для СЭС при длительности освещения в течение 17–23 ч [25–27].

Подъем фотопреобразователей в космос устраняет ослабляющее действие атмосферы на солнечное излучение, а выбор орбиты, на которой должна находиться электростанция, позволяет значительно продлить время выработки электроэнергии.

Специалисты предлагают использовать либо геосинхронную, либо синхронно-солнечную орбиты. Находясь на геосинхронной орбите на расстоянии 35,8 тыс. км от Земли, станция будет двигаться с той же угловой скоростью, что и Земля, и будет казаться неподвижной. При наклоне орбиты к эклиптике под углом 23,5° панели станции освещаются почти непрерывно. В этом случае 6 км^2 панелей с КПД 10–12% развивают мощность 1000 МВт.

Для северных стран лучше подходят приполярные или синхронно-солнечные орбиты. Расстояние от Земли до объекта в апогее высокоэллиптической орбиты составляет 68,4 тыс. км, и в перигее — 3,3 тыс. км. Наклон орбиты к плоскости эклиптики равен 66,5°. Передача энергии со станции может осуществляться в течение 17 часов.

Концепция использования космического пространства для выработки или передачи энергии имеет несколько вариантов (рис. 1.39). По схеме (рис. 1.39, а) на околоземной орбите размещается легкий отражатель из полимерного материала с напыленным отражающим слоем. В ночное время, находясь над заданным районом на Земле, он отражает солнечное излучение и освещает объекты на Земле. Схема (рис. 1.39, б) предназначена для передачи энергии из одного района на Земле, в другой, который располагается на значительном расстоянии от первого. Вариант (рис. 1.39, в) предусматривает выработку электроэнергии электростанциями, находящимися на орбите или на поверхности Луны, и передачу ее на поверхность Земли непосредственно или же с помощью пассивного ретранслятора. Схема (рис. 1.39,г) поясняет возможность обеспечения крупных наземных энергоемких комплексов теплотой, передаваемой лазерным излучением, преобразованным из солнечной энергии.

Одна из схем преобразования солнечной энергии и передачи ее на Землю приведена на рис. 1.40.

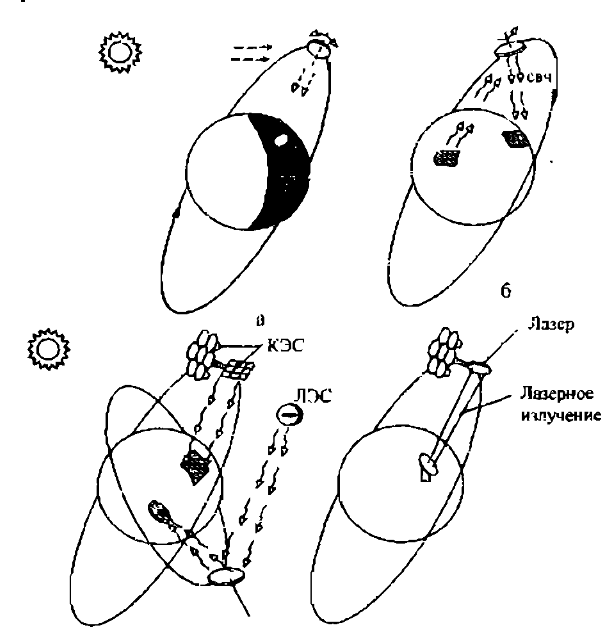


Рис. 1.39. Схема передачи энергии из космоса

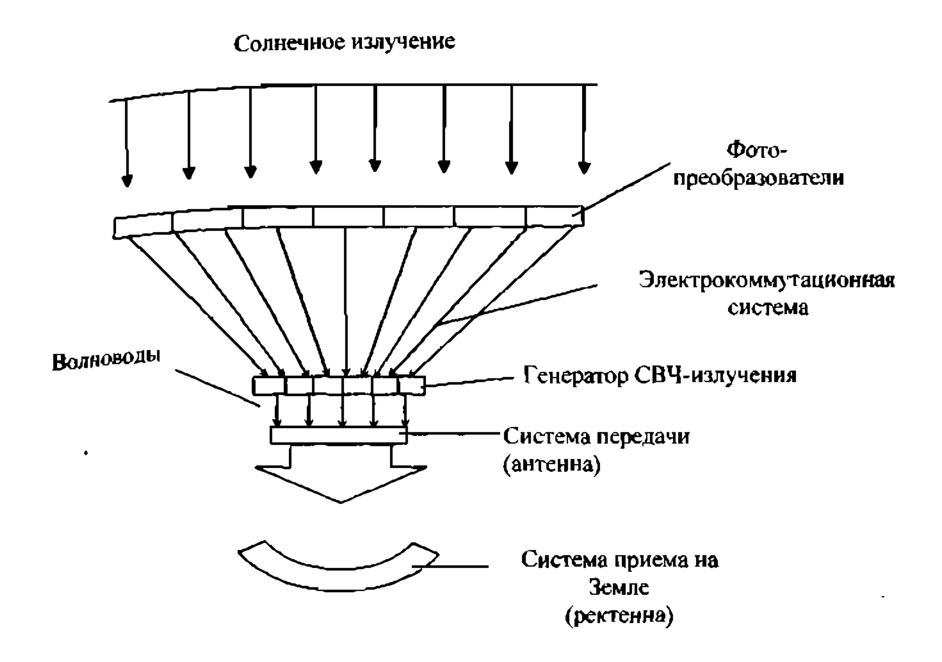


Рис. 1.40. Схема преобразования солнечной энергии и передачи ее на Землю

Поток энергии из космоса на Землю может быть передан либо в оптическом диапазоне — лазерными лучами, либо в радиочастотном диапазоне — с помощью СВЧ-излучения с длиной волны 12,5 см.

Лазерное излучение активно поглощается атмосферой и облаками. Предпочтение в проектах отдается СВЧ-лучам, т.к. в космическом вакууме энергия передается без рассеяния и потерь. При прохождении через атмосферу СВЧ-излучения создается узкий канал из ионизированных молекул газа. Он беспрепятственно пропускает энергию в виде электромагнитного излучения с КПД до 90–99%. Принятая на земной поверхности энергия распределяется среди потребителей.

Первый эксперимент, связанный с передачей энергии из космоса, уже был успешно осуществлен в феврале 1993 г. Правда, это была отраженная солнечная энергия. Российский транспортный грузовой космический корабль развернул зеркальный отражатель диаметром 20 м. Отражатель представлял

собой бескаркасную конструкцию из алюминированной полимерной пленки толщиной 5 мкм. Устройство поддерживалось за счет центробежных сил.

Около 4 часов утра отраженный луч, имевший на Земле диаметр 4–5 км, пробежал со скоростью 8 км/с по Европе через города: Тулуза, Париж, Прага, Брест, Гомель.

В настоящее время в России разработана спутниковая система для освещения в течение полярной ночи районов Норильска и Ямбурга.

1.5. Технологические процессы с применением солнечной энергии

1.5.1. Высокотемпературные технологические процессы

Группа высокотемпературных технологических процессов объединяет такие процессы, в которых температура достигает нескольких сотен и даже тысяч градусов. К ним можно отнести плавку металлов, спекание изделий из порошкообразных материалов, высокотемпературное разложение воды и кислот, поверхностную закалку деталей, обжиг клинкера при получении цемента и многие другие.

Для осуществления процессов рассматриваемой группы созданы специальные устройства — солнечные печи (рис. 1.41) [29].

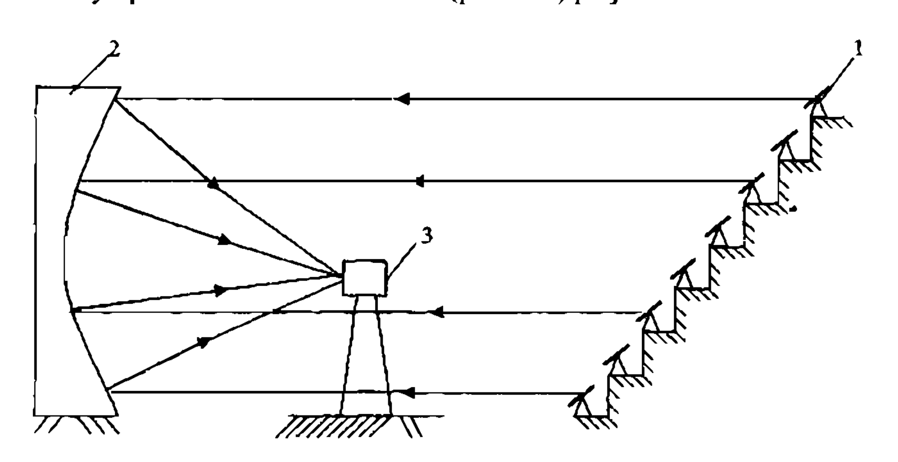


***Рис. 1.41**. Солнечная печь*

В солнечной печи энергия концентрируется в ограниченном пространстве. Коэффициент концентрации энергии изменяется от 3000 до 20000, а температура в рабочей зоне достигает 3000–4000°С. При этой температуре плавится любой материал на Земле.

Поле гелиостатов 1, имеющих следящую систему, отражает солнечные лучи на концентратор 2. Отраженные концентратором лучи фокусируются на приемной камере 3, в которой осуществляется технологический процесс. Причем нагрев может проводиться дискретно, если обработке подвергается одиночная деталь, либо непрерывно, например, в случае осуществления обжига клинкера.

Преимуществом солнечных печей является высокая скорость нагрева, которая превышает 1000 К/с. К тому же, расплавляемый материал не загрязняется посторонними включениями, так как узкий луч плавит его в форме из того же материала.

Эта особенность дает возможность выплавлять особо чистое стекло для волоконной оптики. В рабочей камере можно создавать окислительную или восстановительную атмосферу. В мире построено несколько десятков солнечных печей. Они имеются в Соединенных Штатах, Франции, Японии, Алжире, Узбекистане, Армении и в других странах. Мощность установок колеблется в широких пределах от 5 –10 кВт до 1000–5500 кВт.

1.5.2. Низкотемпературные технологические процессы

Сушка сельскохозяйственной продукции. Сушка является одним из основных способов первичной обработки сельскохозяйственной продукции при ее подготовке к хранению и дальнейшей переработке. Существенной ее особенностью является то, что широкое применение имеют технологии с использованием низкопотенциальных теплоносителей, нагрев которых выше 50—54°С недопустим по биологическим требованиям. Это прежде всего касается сушки семян, кормов, пряно-ароматических и лекарственных трав.

Использование при конвективном способе сушки неподогретого атмосферного воздуха не обеспечивает достаточной интенсивности и производительности процесса из-за малой скорости тепломассообмена, что приводит к снижению качества досушиваемого материала.

Отмеченные недостатки можно устранить, подогревая атмосферный воздух. При этом значительно интенсифицируется процесс досушивания. Расчеты показывают, что сократить время сушки в 1,5–2 раза можно путем подогрева воздуха на 6–7°С.

Вместе с тем, подогрев воздуха с помощью электрических и пароводяных калориферов, теплогенераторов требует дополнительного расхода энергии. Так, для удаления 1 кг влаги из травы требуется от 2500 до 4500 кДж энергии.

Реализация в агропромышленном комплексе ресурсосберегающего характера экономики выдвигает новые задачи в области энергоэффективности.

Применению энергии Солнца в технологии сушки благоприятствует то, что заготовка сельскохозяйственной продукции ведется, как правило, в летний период, когда продолжительность солнечного сияния, число ясных дней и плотность потока излучения максимальны.

Различают гелиосушилки с прямым и косвенным действием солнечной энергии. В установках первого типа солнечная энергия поглощается непосредственно самим продуктом и окрашенными в черный цвет внутренними стенками камеры, в которой находится высушиваемый материал. Сушильные установки второго типа содержат солнечный воздухонагреватель и камерную или туннельную сушилку. В камерной сушилке воздух движется через слой высушиваемого материала, размещенного на сетчатых поддонах, снизу вверх, в то время как в туннельной сушилке материал движется на конвейерной ленте в одну сторону, а воздух движется противотоком в обратном направлении.

Одна из схем гелиоустановок для сушки сельскохозяйственной продукции, разработанная в РБ НПО «Белсельхозмеханизация», приведена на рис. 1.42.

Комплект имеет модульную конструкцию и состоит из набора однотипных элементов с активной площадью 240 м^2 и тепловой мощностью в летний период до 35 кВт [30].

Основными элементами гелиоустановки являются теплообменники 3, выполненные из полиэтиленовой пленки в виде расположенных друг в друге рукавов. Причем наружный изготовлен из прозрачной пленки и служит для снижения потерь тепла, а внутренний — из непрозрачной пленки черного цвета и является поглотителем лучистой энергии Солнца. Теплообменные рукава присоединяются к патрубкам распределительного 2 и сборного 4 воздуховодов.

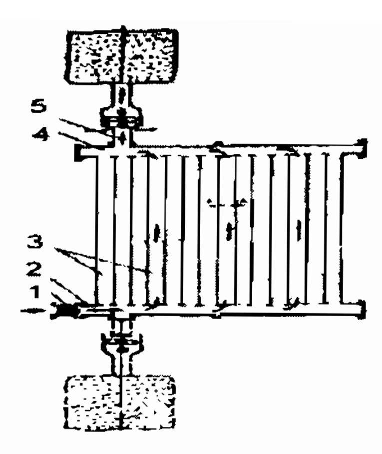


Рис. 1.42. Гелиосушилка для сельскохозяйственной продукции

Патрубки распределительного воздуховода направляют нагнетаемый в него вентилятором 1 атмосферный воздух в теплообменные рукава. Отбирая при своем движении от теплоприемников поглощенное тепло солнечных лучей, подогретый воздух поступает затем в сборный воздуховод 4, откуда подается к заборному окну 5 вентилятора системы активного вентилирования и далее в слой досушиваемого материала.

Схема еще одной установки изображена на рис. 1.43.

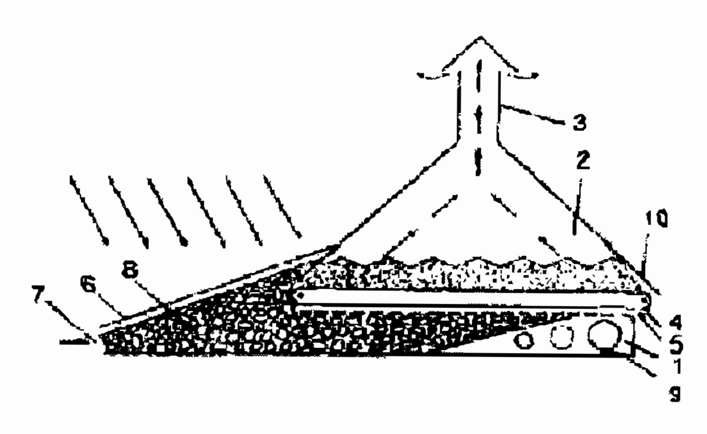


Рис. 1.43. Комплексная зерноворохосушилка

Комплексная зерноворохосушилка представляет собой нагревательный блок, вытяжную систему испарений из зоны активного вентилирования и транспортно-загрузочно-разгрузочное устройство. Последнее дополнительно снабжено аккумулирующим солнечную энергию устройством, размещенным вне зоны активного вентилирования. Это устройство способно отдавать накопленное днем тепло аэрируемым материалам в зоне активного вентилирования и естественного вывода наружу увлажненного воздуха через вытяжную вентиляционную шахту. Аккумулирующее устройство размещается с южной стороны сушилки и снабжено наклонной плоскостью. Указанная плоскость снабжена по всей длине двойным слоем прозрачного материала, покрывающего теплоаккумулирующие элементы, например, темного цвета камни. Здесь сделаны два отверстия, одно из которых размещено по нижней кромке удаленной от сушилки стороны, а второе, противоположное ему отверстие, расположено выше первого, под сетчатым полом сушилки и зоной активного вентилирования. Нагревательный блок включает продольно размещенные под сетчатым полом сушилки обогревательные трубы, сообщающиеся, например, с отводом пара из котельной или барды из спиртзавода.

Установка загружается через люк 10 с помощью транспортно-загрузочного устройства 4. Аэрируемый материал равномерным слоем размещается на сетчатом полу 5 зоны активной вентиляции 2. Теплый воздух поступает из нагревательного блока 1 через решетчатый пол сушилки 5 и из аккумулирующего теплоту устройства 6 вверх в зону активного вентилирования 2, забирает часть влаги от аэрируемого материала и через вытяжную вертикальную шахту 3 выходит за пределы зоны активного вентилирования 2.

В ночное время или при отключенных источниках тепла 9 сушка аэрируемого материала продолжается за счет поступления теплого воздуха от естественного аккумулирующего устройства 6.

Достоинства солнечной радиационной сушильной установки — простота конструкции, ее долговечность, невысокая стоимость (в 2–3 раза дешевле существующих гелиоустановок), уникальность: весной она может быть использована в парниковом хозяйстве для выращивания рассады, летом — для приготовления витаминного сена, осенью — для сушки зерна и посевного материала.

Подсчитано, что сушка сена теплым воздухом в такой установке осуществляется почти в 2 раза дольше, чем при использовании теплогенератора, ра-

ботающего на жидком топливе или электроэнергии, но в 4 раза быстрее, чем при вентилировании неподогретым воздухом. Расчеты размеров сушилки и ее активной поверхности основываются на том, что зачерненная поверхность с полиэтиленовым покрытием площадью в 2,8 $м^2$ обеспечивает подогрев воздуха до 50–60°С и создает тепловой поток мощностью 2,5 кВт. Поэтому создание и использование комплексной зерноворохосушилки позволит только на досушивании сена (от влажности травы 40% до 17%) экономить 7 кг жидкого топлива на 1 т корма.

Выращивание растений в защищенном грунте. В средней полосе широт получили распространение теплицы для выращивания сельскохозяйственной продукции в закрытом грунте.

Простейшая теплица изображена на рис. 1.44. Каркас теплицы покрывается прозрачной пленкой или стеклом. Солнечная радиация проникает через прозрачное покрытие и достигает грунта. В поверхностных слоях грунта она превращается в теплоту. При повышении температуры грунт излучает энергию в инфракрасном диапазоне волн, для которых пленка или стекло оказываются непрозрачными. Таким образом, воздух в теплице имеет более высокую температуру, чем снаружи.

Для обогрева пространства теплицы в ночное время и в холодную погоду устраиваются аккумуляторы теплоты. В этом случае северная сторона теплицы должна быть хорошо изолированной, а у стенки размещаются, например, емкости, заполненные незамерзающей жидкостью или галькой. Накапливая теплоту в дневное время, аккумулятор достаточно хорошо может обогреть теплицу ночью [31].

Кирпичный или галечный аккумулятор с вентиляционными каналами и вентилятором можно разместить в теплице на глубине 0,5–0,7 м.

Теплицы способствуют более раннему началу периода вегетации и удлиняют его, тем самым увеличивая урожайность культур.

Очистка питьевой воды. Значительная часть территории на юге Республики Беларусь загрязнена радиоактивными элементами вследствие аварии на Чернобыльской АЭС. Кроме этого, часто экологическая обстановка ухудшается в результате стихийных бедствий, в частности наводнений, что приводит к загрязнению колодцев и других источников питьевой воды пестицидами, минеральными удобрениями и патогенными микроорганизмами.

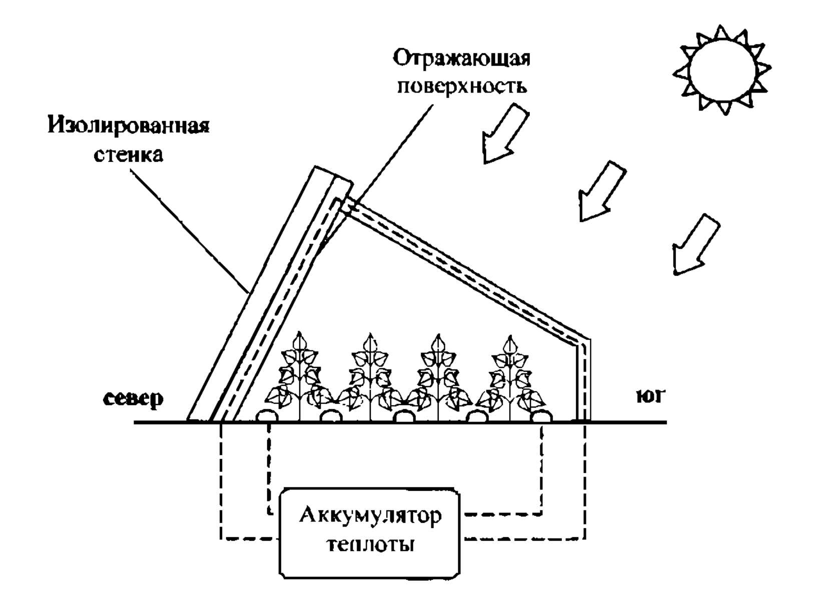


Рис. 1.44. Солнечная теплица

Из-за невозможности длительного хранения аварийного запаса консервированной питьевой воды в закрытых цистернах организуется ее доставка в зоны бедствия, что естественно, связано с большими материально-техническими затратами.

Для очистки питьевой воды применяется установка модульного типа ГД-1 с использованием солнечной энергии (рис. 1.45). Несколько таких модулей дадут возможность обеспечить питьевой водой семью фермера, небольшой бригады, проживающих в загрязненной зоне; людей, работающих вдали от источников питьевой воды, попавших в бедственное положение, в аварию или экологическую катастрофу.

Гелиосистема конусообразной формы ГД-1 состоит из прозрачного корпуса 1 и заключенной в нем гидросистемы. Гидросистема содержит резервуар 2 для дистиллируемой жидкости, испарительный элемент 3, балластную емкость 4, сборник дистиллята 5, сосуд 6 для приема дистиллята, сборник рассола 7. Введение в гидросистему по меньшей мере одной перепускной емкости 8 обеспечивает непрерывное равномерное увлажнение испарительного элемента в любых условиях работы гелиосистемы.

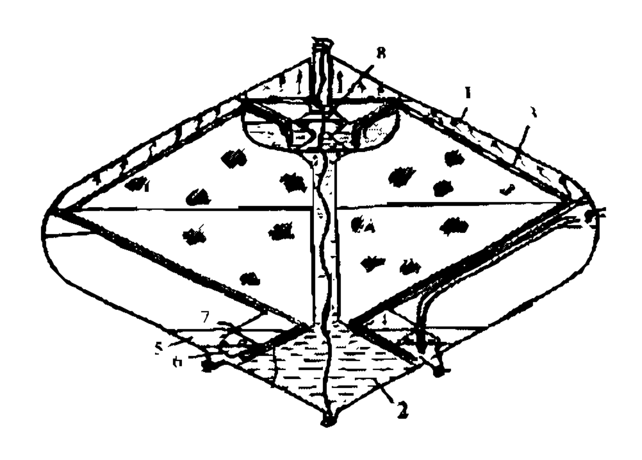


Рис. 1.45. Установка для очистки питьевой воды

1.6. Системы горячего водоснабжения и отопления

1.6.1. Пассивное отопление

Известно, что почти половина энергии, потребляемой в Европе, расходуется на содержание зданий. В связи с этим для архитекторов возникает важная задача: проектировать здания и городские пространства таким образом, чтобы сохранять природные ресурсы и максимально использовать возобновляемые формы энергии. Решению этой задачи должны быть подчинены выбор места расположения, геометрические формы, размеры и объемы сооружаемых зданий, их ориентация на местности. В проекте должны быть сведены к минимуму потребность в энергии для освещения, отопления, горячего водоснабжения, охлаждения и вентиляции зданий и открытых городских пространств. Уровни энергопотребности различных зданий приведены на рис. 1.46.

Концепция пассивной системы солнечного теплоснабжения зданий состоит в том, что тепловоспринимающими и аккумулирующими элементами служат ограждающие конструкции зданий, а перенос теплоты внутри помещений осуществляется с помощью естественной конвекции. Понятно, что сами здания должны иметь хорошую тепловую изоляцию стен, потолка, пола. Следует предпринять необходимые меры для снижения теплопотерь через

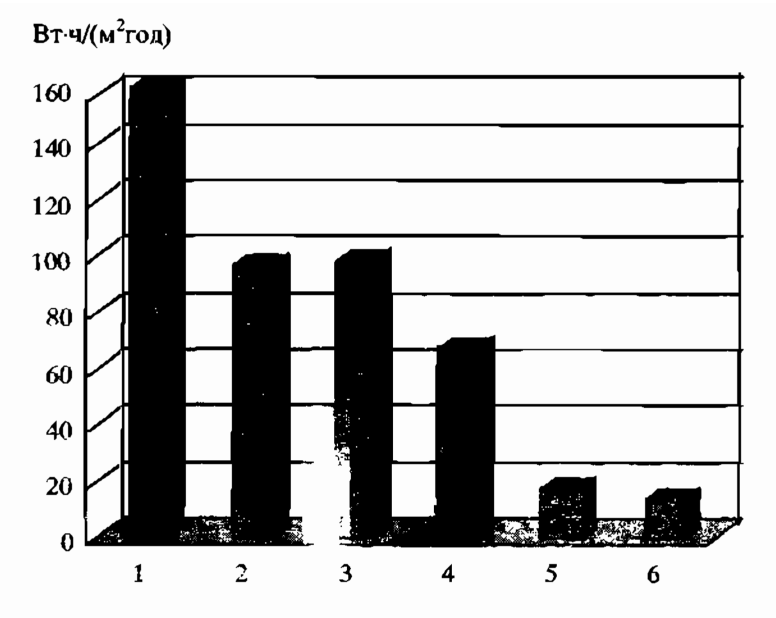


Рис. 1.46. Энергопотребности зданий для отопления:
1 — существующий жилой фонд в Республике Беларусь;
2 — для нового строительства с 1994 г; 3 — ФРГ, WSchVO 1995;
4 — дом с низким потреблением энергии; 5 — Швеция с 1990 г;
6 — пассивный дом

оконные проемы. Для этого применяются герметичные с вакуумированным внутренним пространством двух- и трехслойные стеклопакеты. Хороший эффект дает нанесение на стекла специальных отражающих покрытий с низкой излучательной способностью в инфракрасном диапазоне длин волн или размещение между стеклами полимерных пленок.

Прямое улавливание солнечного излучения осуществляется через остекленные поверхности большой площади на южном фасаде здания. С этой же целью устраиваются остекленные проемы на крыше индивидуальных домов. Увеличению уровня освещения в глубине пространства способствуют различного рода отражающие системы, которые направляют дневной свет в потолок и устанавливаются в оконном проеме или в нижней его части: световые полки (рис. 1.47, а), призматические стекла (рис. 1.47, б), ставни (рис. 1.47, в) и подоконники (рис. 1.47, г).

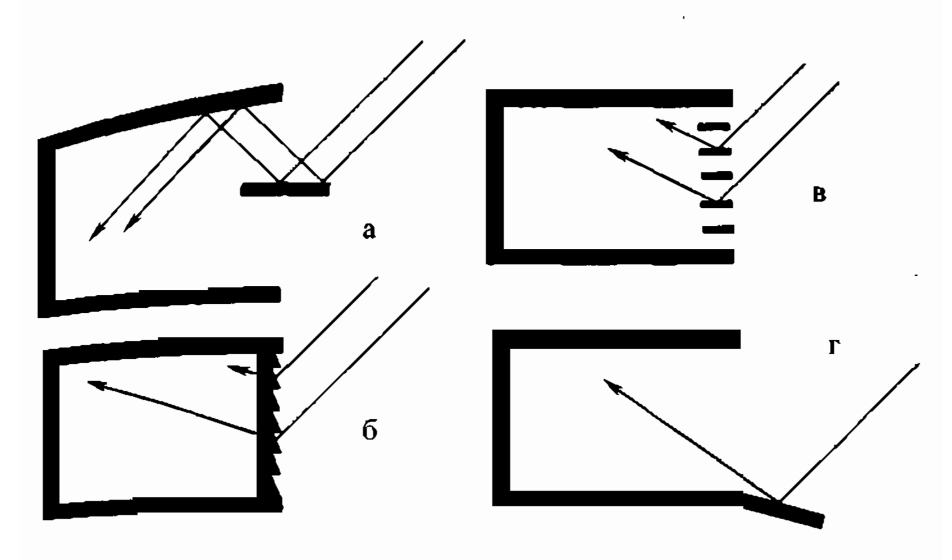


Рис. 1.47. Элементы пассивного солнечного отопления

Непрямое улавливание солнечного излучения 3 осуществляется в пассивных системах с помощью коллекторно-аккумулирующей стены 1, которая служит южной стороной здания. Она зачерняется и остекляется в 1–3 слоя 2 (рис. 1.48). Назначение этой стены — аккумулировать солнечную теплоту в дневное время, сдвинуть и растянуть во времени максимальное его поступление в помещение в наиболее холодное время суток.

Для дома с площадью коллекторно-аккумулирующей стенки 30 м^2 и отапливаемой площадью 72 м^2 экономия условного топлива достигает 1,36 т. Расчеты показывают, что в зависимости от количества слоев остекления, материала стенки и ее воздухопроницаемости, географического расположения объекта, коэффициент замещения нагрузки F (доля солнечной энергии в покрытии отопительной нагрузки) достигает величин 0,3–0,7.

Оригинальная облицовка для акуумулирующей стены предложена в Швейцарии. Там на фасад наклеиваются прозрачные плитки Sto Therm Solar из поликарбоната. Темный клей хорошо поглощает солнечное излучение. В ночное время аккумулированная теплота передается внутрь помещения.

Пассивная система отопления дома дополняется гравийно-галечным аккумулятором, который размещается в цокольной части.

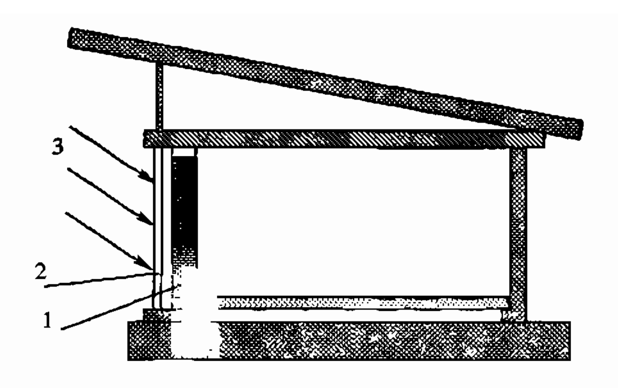


Рис. 1.48. Пассивная система солнечного отопления здания

Днем теплый воздух, который нагревается у коллекторной стены, попадает в помещение и в аккумулятор и заряжает его. В ночное время и при холодной пасмурной погоде прокачиваемый через аккумулятор воздух нагревается и поступает в помещение. При этом аккумулятор разряжается. Расчеты показывают, что для обогрева дома площадью 60 м^2 необходим аккумулятор объемом от 3 до 6 м^3 в зависимости от наличия теплоизоляции, величины солнечной радиации.

1.6.2. Солнечные коллекторы

Важнейшим элементом любой нагревательной гелиосистемы, используемой в низкотемпературных технологических процессах в пределах температур 70–140°С, является солнечный коллектор. Его назначение заключается в том, чтобы превратить энергию солнечного излучения в теплоту и передать ее теплоносителю в виде жидкости или газа. Нагретый теплоноситель поступает в зону, где он отдает аккумулированную теплоту, и затем возвращается в коллектор или расходуется, а вместо него подается исходная среда.

Солнечные коллекторы очень широко используются в мире в различных климатических зонах от тропиков до полярных широт (рис. 1.49). О масштабах применения этих эффективных устройств свидетельствуют следующие данные. К 1991 г. в мире суммарная площадь установленных коллекторов составила более 24 млн м^2. Половина из них — 10 млн м^2 смонтирована в США,

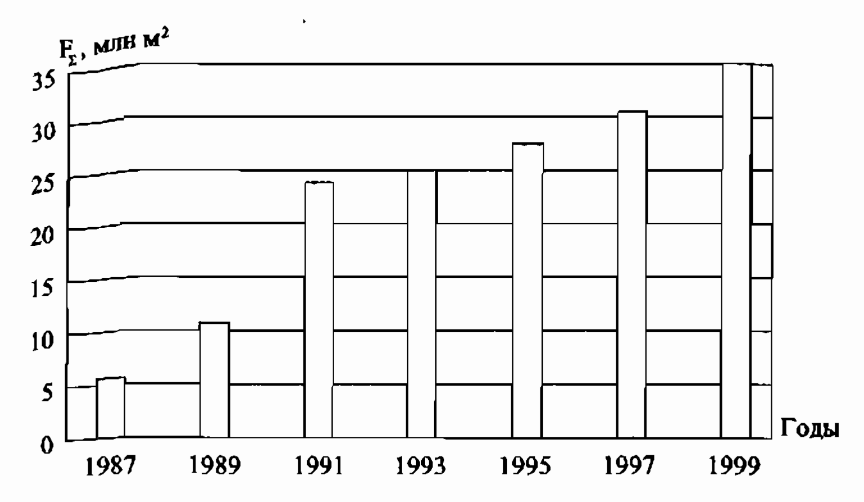


Рис. 1.49. Выпуск солнечных коллекторов в мире

8 млн м^2– в Японии, 2 млн м^2 — в Китае, 1,75 млн м^2 — в Израиле, 1,2 млн м^2 — в Австралии, на долю Румынии приходился 1 млн м^2, Австрии — 590 тыс. м^2, СССР — 150 тыс. м^2. В Германии только за 1991 г. введено в строй подобных гелиосистем суммарной площадью 200 тыс. м^2, т.е. столько, сколько за предыдущие 15 лет, а в 2000 г. — 600 тыс. м^2. В Европейском Союзе в 1995 г. насчитывалось 6,5 млн м^2 солнечных коллекторов. Сейчас — 11 млн м^2. Их число в 2010 г. планируется довести до 100 млн м^2 [14]. Среди ведущих европейских стран в использовании солнечных коллекторов находятся Германия, Австрия, Греция.

Плоский солнечный коллектор (рис. 1.50) состоит из теплоприемной пластины 1 с приваренными трубками 2, металлического кожуха 3, тепловой изоляции 4 и прозрачного защитного покрытия 5.

Солнечное излучение, падающее на прозрачное защитное покрытие 5, частично проходит сквозь него, а частично отражается. Прошедшая доля излучения поглощается тепловоспринимающей пластиной 1, превращаясь в ее внутреннюю энергию, и передается протекающему по трубкам теплоносителю. Нагретый теплоноситель подается к потребителю.

Пластина 1 также частично отражает падающее на нее излучение на внутреннюю поверхность защитного покрытия 5. От него поток радиации вновь отражается внутрь или проходит насквозь и попадает в атмосферу.

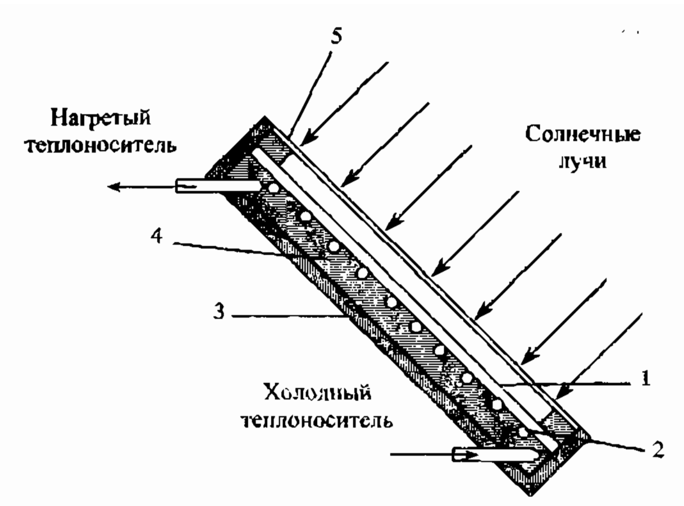


Рис. 1.50. Плоский солнечный коллектор

Современные коллекторы оснащаются теплоприемной пластиной, изготовленной по типу «труба в листе», как испаритель в холодильнике, из алюминия или нержавеющей стали [35]. Иногда теплоприемный элемент делается из пластмассы. Другие виды теплоприемных элементов с каналами различного сечения изображены на рис. 1.51.

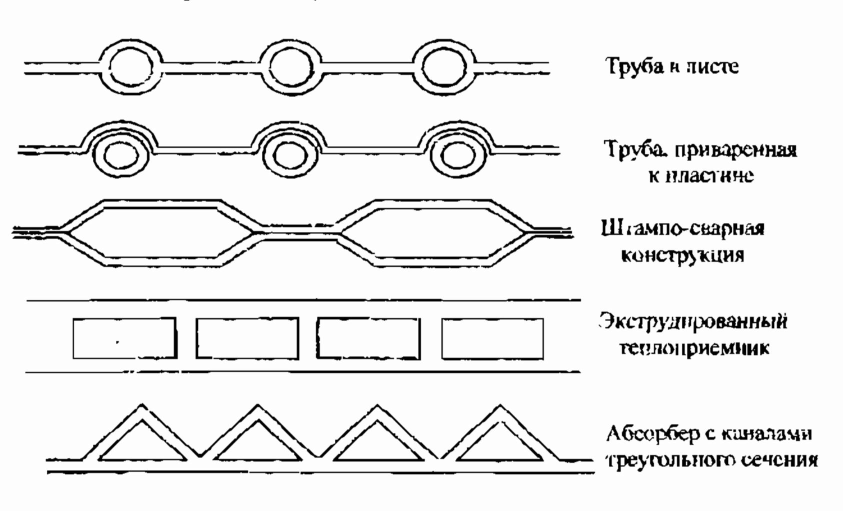


Рис. 1.51. Типы тепловоспринимающих элементов

Эффективность солнечного коллектора определяется из следующих соображений. Плотность теплового потока в солнечном коллекторе находится из выражения

$$q_{пол} = F'\left[E(\tau\ a) - U_L\left(\bar{T}_l - T_в\right)\right], \qquad (1.24)$$

где $q_{пол}$ — плотность теплового потока, соответствующая полезной тепловой мощности коллектора, Вт/м^2; E — плотность потока суммарной (прямой и рассеянной) солнечной радиации в плоскости коллектора, Вт/м^2; τ — пропускательная способность прозрачного покрытия; a — поглощательная способность тепловоспринимающей пластины; U_L — общий коэффициент тепловых потерь, Вт/ (м^2 К); $\bar{T}_l$ — средняя температура жидкости в коллекторе, К; $T_в$ — температура окружающего воздуха, К; F′ — коэффициент эффективности тепловоспринимающей пластины с учетом того, что средняя температура пластины всегда выше средней температуры жидкости. Эта величина всегда меньше 1.

Для коэффициента полезного действия коллектора получим

$$\eta = \frac{q_{пол}}{E} = F'\left(\tau\ a - U_L \frac{\bar{T}_l - T_в}{E}\right). \qquad (1.25)$$

Отметим, что КПД коллектора зависит от факторов различного происхождения: метеорологических (E, $T_в$), режимных ($\bar{T}_l$) и конструктивных (τ, a, F′, U_L).

Анализ показывает, что плотность потока солнечной радиации изменяется от 0 в темное время суток до максимума в полдень. Поэтому формула (1.25) позволяет определить мгновенное значение КПД коллектора, которое можно с допущениями принять средним для данного часа суток.

Объективное сравнение теплотехнической эффективности солнечных коллекторов проводят по тем характеристикам, которые зависят от проектировщика: τ, a, F′, U_L. Причем первые три должны быть максимальными, а последняя — минимальной.

Из формулы (1.25) следует, что на величину КПД солнечного коллектора влияют многие факторы.

При оценке эффективности применения разных материалов для абсорбера найдено, что КПД коллектора увеличивается с ростом произведения толщины листа на его коэффициент теплопроводности. Абсорбер с листом толщиной в

1 мм из меди, алюминия, стали и пластмассы (при λ = 390; 205; 45 и 0,6 Вт/(м·К) соответственно) продемонстрировал КПД 52; 50; 48 и 22%.

Интенсивность солнечного излучения значительно сказывается на величине КПД коллектора. Ее возрастание с 300 до 1000 Вт/м^2 сопровождается увеличением КПД от 32 до 59%. Рост температуры наружного воздуха с 10°С до 30°С позволяет увеличить КПД с 41 до 55%.

Возрастание расхода теплоносителя до определенного уровня повышает КПД, а затем он остается неизменным. Поэтому существует оптимальная величина расхода.

Удобной формой представления результатов испытаний солнечных коллекторов для их сопоставления является зависимость в виде прямой между мгновенным КПД коллектора, его оптическими свойствами и геометрическими параметрами [37]:

$$\eta = a_0 - bx, \tag{1.26}$$

где $a_0 = F'\tau a$; $b = F'U_L$; $x = (\bar{T}_f - T_в)/E$.

Эта прямая (рис. 1.52), пересекаясь с осью ординат, отсекает отрезок, пропорциональный эффективному оптическому КПД коллектора. Тангенс угла ее наклона по отношению к оси абсцисс равен эффективному коэффициенту теплопотерь.

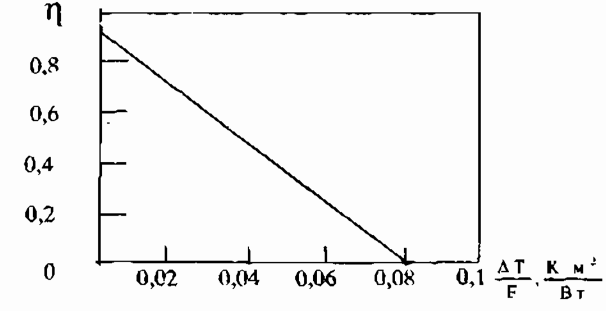


Рис. 1.52. Зависимость между основными параметрами коллектора

Представленный график (рис. 1.52) характеризует высокие оптические свойства коллектора: $F'(\tau a)$= 0,88 и хорошую поглощательную способность абсорбера.

Для выбора типа солнечного коллектора при различных климатических условиях и свойствах прибора можно воспользоваться номограммой (рис. 1.53) [31], построенной для коллекторов со следующими характеристиками:

	η_0	U_L Вт/(м^{2}К)
1 — плоский коллектор без остекления	0,95	15
2 — плоский коллектор с однослойным остеклением	0,85	7
3 — плоский коллектор с двухслойным остеклением	0,75	5
4 — плоский коллектор с однослойным остеклением и селективным покрытием	0,8	3,5
5 — вакуумированный стеклянный трубчатый коллектор	0,75	2

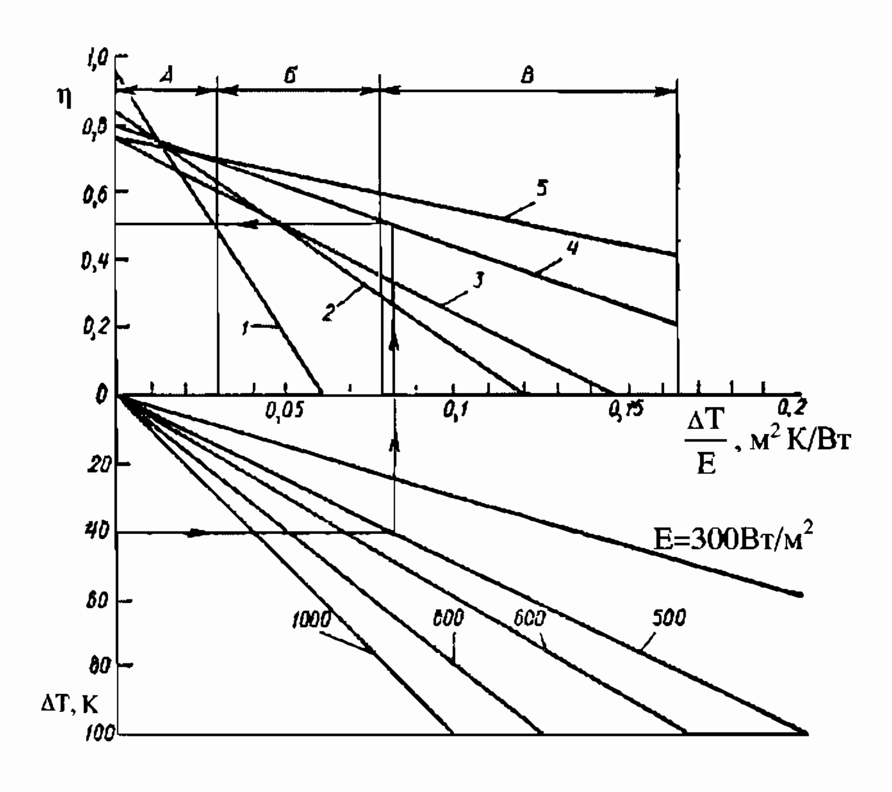


Рис. 1.53. Характеристика коллекторов солнечной энергии

Отмеченные на номограмме области А, Б, В соответствуют характеристикам коллекторов, которые целесообразно применять для нагрева воды в плавательных бассейнах, для систем горячего водоснабжения и комбинированных — для горячего водоснабжения и отопления.

Существует целый ряд мер, предпринимаемых для повышения КПД коллектора. Они направлены на совершенствование каждого его элемента.

Снижение потерь за счет излучения с фронтальной поверхности достигается путем устройства двух- и даже трехслойного остекления. Для прозрачной защиты применяют закаленное стекло с высокой степенью прозрачности.

Особым направлением является разработка и нанесение селективных покрытий. Поверхности с таким покрытием обладают высокой поглощательной способностью в диапазоне длин волн солнечного излучения и низкой степенью черноты (эмиссией) в длинноволновой части спектра, в которой излучает нагреваемый абсорбер (рис. 1.54). На этом рисунке представлена отражательная способность в различных диапазонах излучения одного из селективных материалов.

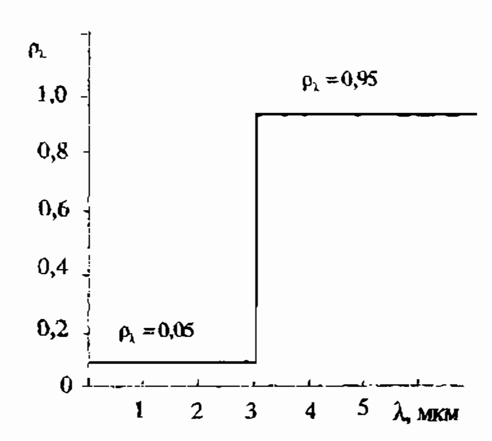


Рис. 1.54. Отражательная способность в различных диапазонах излучения одного из селективных материалов

Свойства некоторых селективных покрытий приведены в таблице 1.17.

Таблица 1.17

Покрытие	Поглощательная способность по солнечному излучению, a	Эмиссия относительно длинноволнового излучения, ε
Черный никель, содержащий окислы и сульфиды Ni и Zn, на полированном никеле	0,91–0,94	0,11
Черный никель на оцинкованном железе	0,89	0,12
Черный никель в 2 слоя на никеле	0,94	0,07
CuO на никеле	0,81	0,17
CuO на алюминии	0,93	0,11
Черный хром на алюминиевой фольге	0,96	0,023

Покрытия из черного никеля и черного хрома наносят гальваническим способом.

В последние годы разработаны и применяются другие эффективные селективные покрытия. Немецкая фирма TINOX GmbH (г.Мюнхен) с 1995 г. изготовила и испытала солнечные коллекторы суммарной площадью 150 000 м^2 с покрытием $TiN + NiO_2 + TiO$. Селективный слой из соединений титана наносится распылением в вакууме. Толщина слоя составляет 0,0006 мм на подложке из медной фольги толщиной 0,2 мм. Для защиты поверхность рабочего слоя покрывается тонким слоем (δ=0,0009 мм) кварца. Такое покрытие увеличивает количество поглощаемой энергии на 10% по сравнению с обычными коллекторами. Срок службы покрытия гарантируется в течение 25 лет.

Еще одним примером высокоэффективного поглотителя служит композитное покрытие $Ni:SiO_2$, изготовленное путем диспергирования металлических частиц в изолирующей матрице. Покрытие обладает поглощающей способностью a = 0,90–0,96, а тепловая эмиссия составляет ε= 0,03–0,14.

Селективное покрытие можно наносить на внутреннюю поверхность прозрачной защиты. В этом случае покрытие также должно быть прозрачным, например, из тонкого слоя полупроводниковых материалов.

Более дешевым является применение зачерняющих красок.

Конвективные потери между абсорбером и прозрачным покрытием уменьшаются при вакуумировании внутреннего пространства коллектора, но эта операция повышает его стоимость.

Тепловые потери с боковых поверхностей и дна сокращаются при использовании эффективной тепловой изоляции внутри коллектора. Изолирующими материалами служат минеральная вата, фольгированная алюминием, пенополистирол и другие.

Эффективный трубчатый вакуумированный коллектор состоит из внешней и внутренней стеклянных труб. Изнутри внешняя труба имеет селективное покрытие. Внутри маленькой трубки размещен абсорбер — медный лист. Между медным листом и внутренней трубкой движется нагреваемый теплоноситель.

Входы и выходы теплоносителя в трубках сообщаются с впускным и выпускным коллекторами. Внутреннее пространство вакуумируется до давления 0,01–0,1 Па. Комплект вакуумированных трубок размещается на отражателе, под которым слой изоляции [38].

Вместо вакуумированных труб иногда используют тепловые трубы с переносом теплоты теплоносителем, у которого изменяется агрегатное состояние.

Хороший эффект, связанный с повышением температуры теплоносителя до 200–250°С, достигается, если между прозрачным защитным покрытием и тепловоспринимающей поверхностью разместить тонкий лист изоляции с ячейками. Ячеистая изоляция подавляет конвективный теплообмен в зазоре даже при наличии воздуха. При этом конструкция коллектора отличается простотой.

С учетом всех усовершенствований КПД современных солнечных коллекторов доведен до 45–60%.

Солнечные коллекторы встраиваются в гелионагревательные системы горячего водоснабжения и отопления.

1.6.3. Горячее водоснабжение, отопление и кондиционирование помещений

Рассмотренные ранее солнечные коллекторы вместе с другими элементами — теплообменниками, баками-аккумуляторами, системой распределения теплоты в доме, насосами, аппаратурой для контроля и управления, резервным источником теплоты на органическом топливе — представляют собой ак-

тивную систему, предназначенную для обеспечения жителей горячей водой и отопления помещения.

Естественно, главным элементом всей системы является солнечный коллектор.

В зависимости от назначения активная солнечная система служит либо для снабжения горячей водой, либо для одновременного снабжения горячей водой для санитарно-технических нужд и отопления помещений.

В соответствии с назначением меняется и сложность систем. Простейшей является одноконтурная термосифонная система солнечного горячего водоснабжения (рис. 1.55).

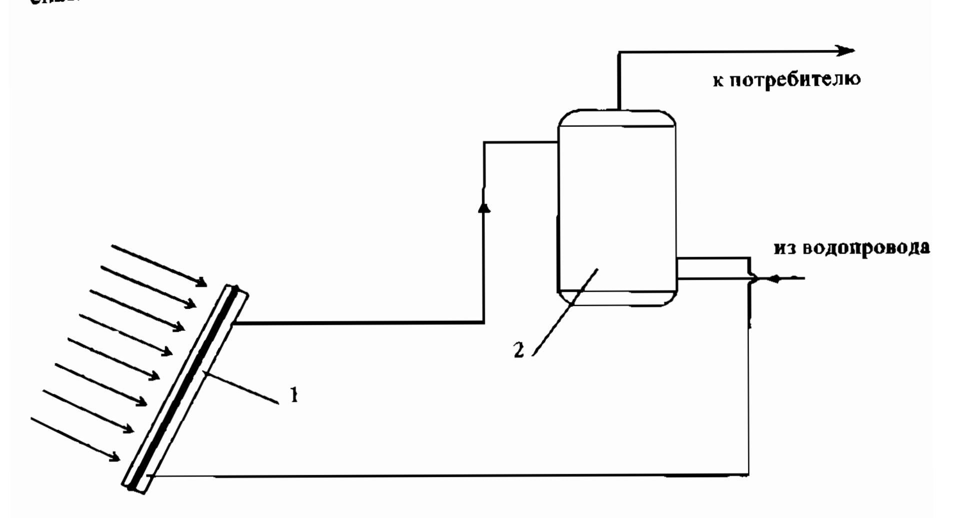


Рис. 1.55. Схема солнечного горячего водоснабжения

Солнечный коллектор 1 устанавливается на крыше здания с углом наклона, превышающим географическую широту на 10–15° [39]. Системой трубопроводов, в которую встроен теплообменник, он соединяется с баком-аккумулятором 2. Эти элементы создают контур естественной циркуляции за счет различной плотности холодной и нагретой воды, поэтому в контуре солнечного коллектора отсутствует насос. Подвод холодной воды из водопровода осуществляется в донную часть бака-аккумулятора. Нагреваясь, вода в коллекторе поступает в верхнюю часть и оттуда подается потребителю.

Бак-аккумулятор в этой схеме располагается выше уровня выходного патрубка коллектора. Подобная схема обеспечивает разделение (стратификацию) горячей и холодной воды. Она может работать и без теплообменника внутри аккумулятора, если горячая вода из коллектора поступает в область забора потребителем. Для надежности бак-аккумулятор снабжается резервным электронагревателем.

Описанная система работает круглогодично при положительных температурах или сезонно, если наступают морозы.

Одноконтурная система с принудительной циркуляцией с помощью насоса предполагает большую свободу в размещении бака-аккумулятора: он устанавливается там, где это удобно.

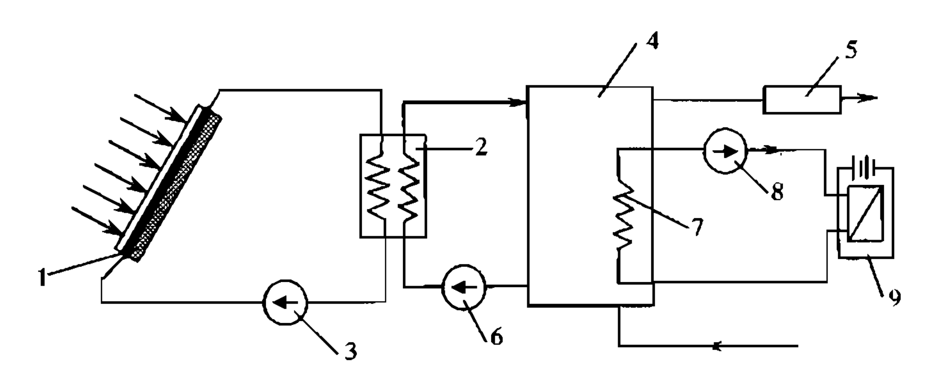


Рис. 1.56. Схема солнечной установки горячего водоснабжения и отопления

Двухконтурная система подогрева воды (рис. 1.56) предназначена для работы в течение всего года. Первый контур, состоящий из коллектора 1, теплообменника 2 и насоса 3, заполняется незамерзающей жидкостью. По второму контуру, содержащему бак-аккумулятор 4 и насос 6, циркулирует нагреваемая вода. Бак-аккумулятор заполняется холодной водой из водопровода. Из аккумулятора нагретая вода подается потребителю.

Наличие двухконтурной системы необходимо в случае обеспечения дома горячей водой и его обогревом в холодный сезон. Такая схема (рис. 1.56) дополняется теплообменником 7, через который насос 8 прокачивает воду отопительной системы дома 9. Помимо этого на линии расходной горячей воды устанавливается резервный обогреватель 5.

Системы солнечного горячего водоснабжения и отопления полу рокое распространение в различных районах США, включая Аляску. они используются как в районе Средиземноморья, так и в северных ст Дании, Швеции, Финляндии.

Имеются примеры отопления жилых районов с применением с коллекторов. Один из них — в Гамбурге. Там на крышах зданий г района размещены солнечные коллекторы суммарной площадью 3 ты нагревают воду, которая поступает в аккумулятор емкостью 4500 м используется для отопления. Крупный проект разработан для отоплен в г. Фридрихсхафен. Подземный тепловой аккумулятор накапливает в рая нагревается солнечными коллекторами с общей площадью 2800 м^2

Сезонная система отопления существует в г. Тренто (Италия). коллекторами вода поступает в 6 железобетонных емкостей с изол глубленных в грунт. Затем расходуется на отопление. Вода может пературу 45–95°С.

В летнее время солнечный коллектор может одновременно на ду и поддерживать комфортную температуру в помещении, обесп боту абсорбционной холодильной установки для кондиционирован Схема кондиционирования изображена на рис. 1.57.

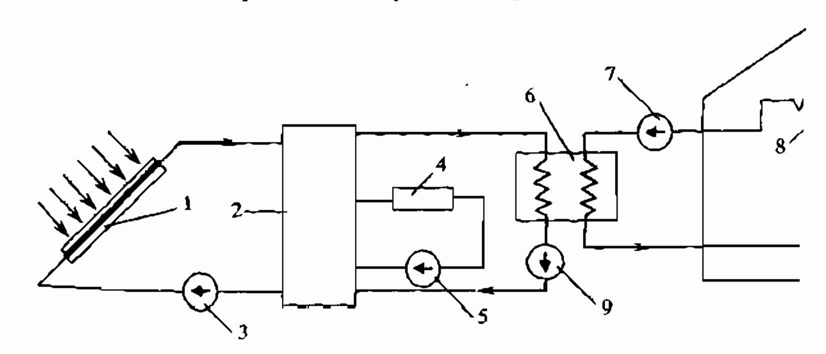


Рис. 1.57. Схема использования солнечного коллектора для отопл и кондиционирования

Нагретая в коллекторе 1 вода поступает в бак-аккумулятор нагревается до более высокой температуры системой с дополни гревателем 4 и насосом 9 прокачивается через абсорбционную ус

эту установку поступает вода из кондиционера 8, расположенного в помещении. Насос 3 обеспечивает циркуляцию воды в контуре коллектора, насос 5 – в контуре дополнительного нагревателя, а насос 7 перекачивает воду в кондиционере.

Солнечный коллектор в холодильной установке. Холодильные гелиоустановки на базе солнечного коллектора работают без применения электроэнергии. Схема такой установки изображена на рис. 1.58 [40].

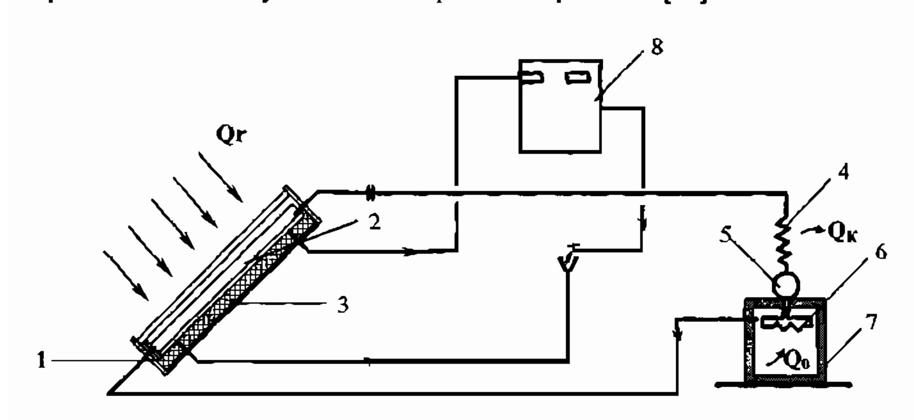


Рис. 1.58. Схема холодильной гелиоустановки с твердым сорбентом

Роль своеобразного солнечного коллектора играет кожух 1 из алюминиевого сплава с зачерненными стенками и прозрачной защитой, в котором находится генератор-абсорбер 2, заполненный твердым сорбентом типа хлористого кальция $CaCl_2$ или хлористого стронция $SrCl_2$. Генератор имеет рубашку охлаждения 3.

Работа установки проходит в 2 стадии: генерация хладагента аммиака (10–11 ч в сутки) и абсорбция, связанная с получением холода (13–14 ч). Под действием солнечного излучения генератор с сорбентом нагревается, и начинается выделение аммиака при температуре 95–100°С. Повышение температуры до 105°С усиливает генерацию хладагента. Пары аммиака поступают в воздушный конденсатор 4, и после конденсации жидкий аммиак накапливается в ресивере 5. Из ресивера он подается в испаритель 6, расположенный в холодильной камере 7, и поглощает теплоту от охлаждаемого объекта. Обра-

зующиеся пары аммиака возвращаются в генератор-абсорбер, где их поглощает хлористый кальций.

Одновременно с абсорбцией аммиака замерзает вода в резервуаре, который служит аккумулятором холода. В период генерации лед в холодильной камере тает, поддерживая температуру 3–4°С.

Нагревающаяся в генераторе-абсорбере вода в период абсорбции из рубашки охлаждения собирается в баке 8 и может быть использована.

1.7. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МЕТОДОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ

Башенные СЭС с термодинамическим циклом. Структура капитальных затрат для различных систем башенных СЭС видна из диаграммы на рис. 1.59 [9].

От 20 до 50% капиталовложений при строительстве башенных СЭС приходится на создание поля гелиостатов. Наибольшая доля соответствует первому поколению СЭС. Практически одинакова стоимость башни с центральным теплоприемником и для маломощных, и для крупных СЭС. Оборудование турбинного цикла оригинальностью не отличается. Оно хорошо разработано и освоено при выпуске. Наличие теплового аккумулятора увеличивает капиталовложения на 10%. К тому же растут затраты на поле гелиостатов, т.к. часть его работает на аккумулятор.

По имеющимся данным, удельные капиталовложения для башенных СЭС довольно высоки и составляют до 10000 долл./кВт. В американском проекте гибридной СЭС, работающей по циклу Брайтона с нагревом воздуха, имеющей мощность 100 МВт, стоимость 1 кВт установленной электрической мощности будет на уровне 1300 долл.

Снижение капитальных затрат возможно при модернизации оптических систем как наиболее капиталоемких. Известно, что первое поколение толстостенных зеркальных гелиостатов изготавливали при стоимости 2000 долл./м^2. Второе поколение отражателей на СЭС Solar One (США) стоило уже 600 долл./м^2, а площадь одного гелиостата находилась в пределах 25–50 м^2. К середине 90-х годов XX века стоимость элементов оптической системы снизилась до 217 долл./м^2. Увеличение ежегодного выпуска гелиостатов более 100000 м^2 будет

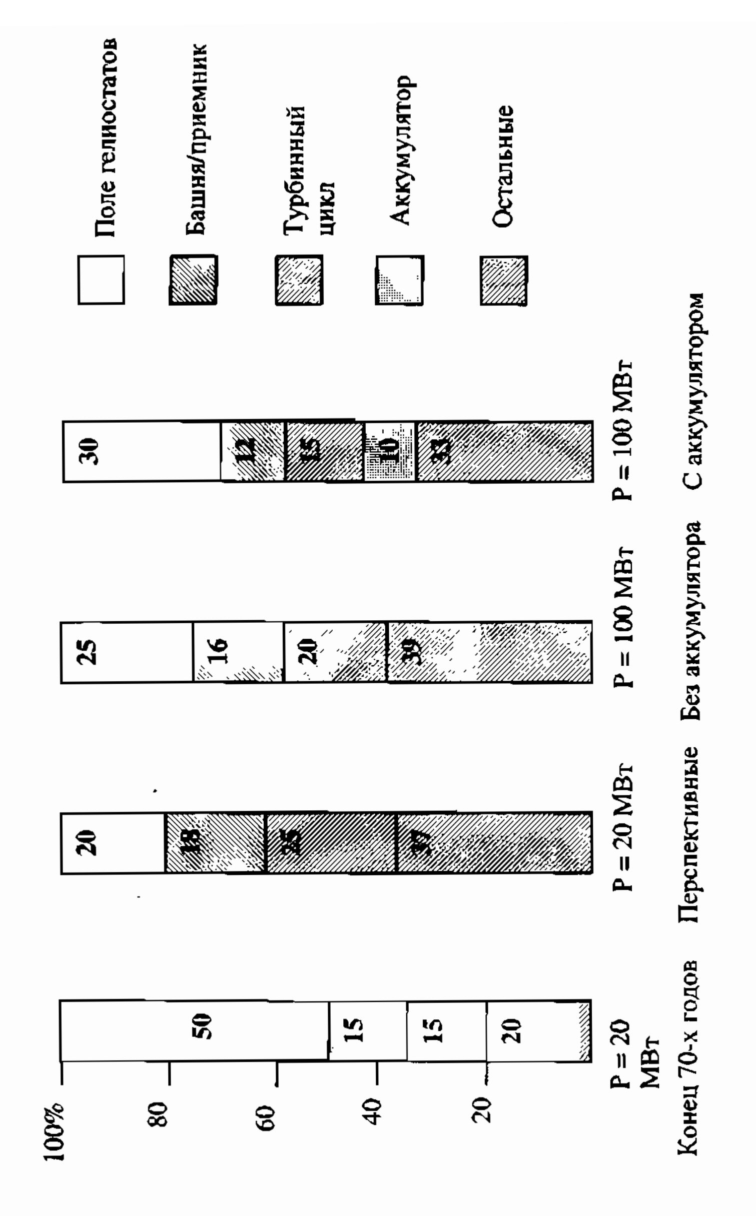


Рис. 1.59. Структура капитальных затрат на башенных СЭС

способствовать дальнейшему снижению стоимости до 130 долл./м^2. Одновременно в проектах предусматривается возрастание отражательной поверхности одного гелиостата до 150–200 м^2. Модернизируется и сам оптический элемент. Толстостенное стекло заменяется тонкой стеклянной защитой, которая предохраняет отражающий слой, нанесенный на металлическую фольгу. На реконструированной в 1996–99 годах СЭС Solar Two уже испытывались мембранные гелиостаты С13 из более дешевых полимерных пленок майлара (полиэтилена терифталата) с отражающим покрытием.

Вторым важнейшим показателем работы СЭС является стоимость вырабатываемой электроэнергии. Электростанции, построенные в 80-х годах, производили ее по цене 0,25–0,4 долл./(кВт·ч). Расчеты показывают, что с учетом увеличения единичной мощности башенной СЭС до 100 МВт и применения современных систем сбора солнечной радиации, стоимость вырабатываемой электроэнергии может быть снижена до 5–10 цент./(кВт· ч).

Модульные СЭС. На электростанциях с рассредоточенными приемниками солнечной радиации на долю параболоцилиндрических и параболических концентраторов приходится 40–60% капитальных затрат. Причем, параболоиды стоят дороже. Совершенствованию оптической системы уделяется серьезное внимание, поэтому на построенных станциях эксплуатируется несколько поколений концентраторов. Снижение их стоимости отражено на рис. 1.60.

Первые параболоиды имели стоимость до 1000 долл./м^2, а к началу 90-х годов XX века она снизилась до 650 долл./м^2. Дальнейшее уменьшение стоимости до 120–150 долл./м^2 достижимо для мембранной конструкции с напылением отражающего слоя.

От первой до десятой станции типа SEGS капитальные затраты сократились с 4500 до 3687 долл./кВт, что не очень сильно отличается от стоимости 1 кВт на АЭС.

Затраты на выработку электроэнергии с помощью параболоцилиндрических концентраторов изменились от 29 цент./(кВт·ч) в 1984 г. до 10 цент./(кВт·ч) в начале 90-х годов. Модернизация линейного трубчатого теплоприемника с применением вакуумирования и двухосной системы слежения за Солнцем позволит получать электроэнергию по цене 6 цент./(кВт· ч).

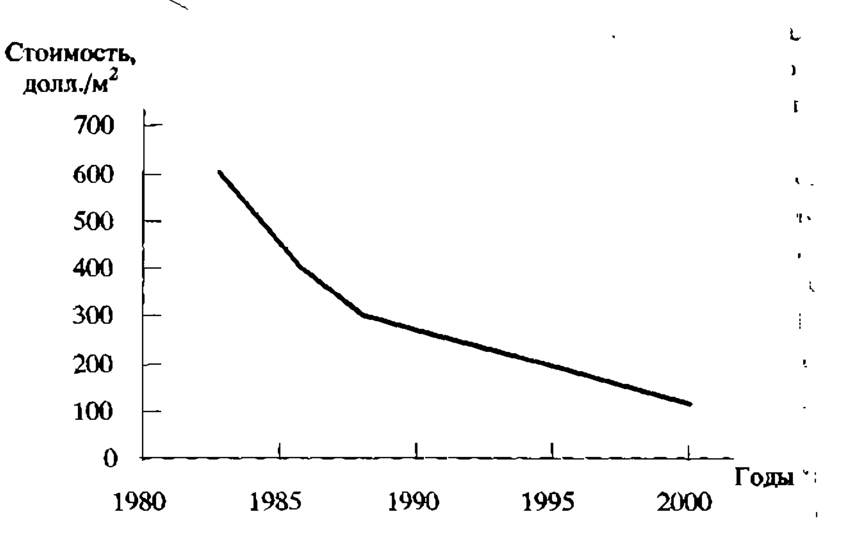


Рис. 1.60. Снижение стоимости концентраторов

Строящаяся на о. Крит первая европейская гибридная СЭС THESIUS мощностью 50 МВт с параболоцилиндрическими концентраторами и резервным газовым котлом имеет по проекту капитальные затраты 2200 экю/кВт установленной мощности и будет вырабатывать электроэнергию стоимостью 0,08 экю/(кВт·ч).

Фотоэлектрические станции. На фотоэлектрических станциях основные капиталовложения приходятся на долю модулей — 50–65%. Поэтому так важно их совершенствование и удешевление. Динамику снижения стоимости модуля из монокристаллического Si можно проследить по графику (рис. 1.61) [23].

Только в период с 1993 г. по 2000 г. стоимость модуля упала в среднем с 20 до 6 долл./Вт. Один из крупнейших в мире производителей фотопреобразователей фирма Siemens планирует снизить в ближайшие годы стоимость их выпуска до 1,8–2,2 долл./Вт.

Ясно, что при высокой стоимости базовых элементов вся фотоСЭС стоит достаточно дорого. К началу 90-х годов удельные капиталовложения составляли 7000–10000 долларов на 1 кВт установленной мощности. На этих станциях в

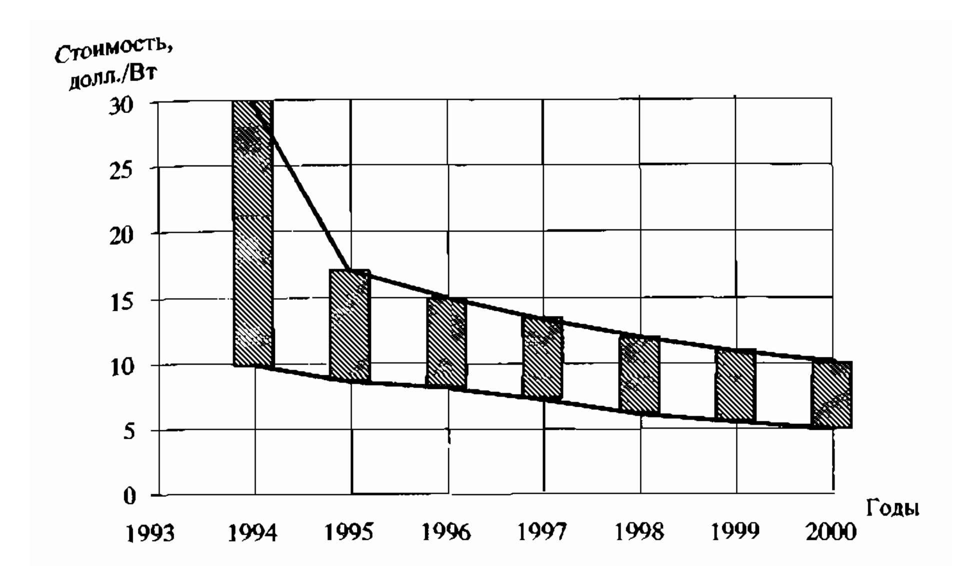


Рис. 1.61. График снижения стоимости модуля из монокристаллического Si

конце 80-х годов вырабатывалась электроэнергия по цене 0,6–0,95 долл./кВт·ч. С ростом ежегодного выпуска модулей и снижением затрат на их производство упала и стоимость вырабатываемой электроэнергии — до 0,20 долл./(кВт·ч). Американская организация US-DOE, которая занимается строительством фотоСЭС совместно с Министерством энергетики США, поставила цель: снизить к началу XXI века стоимость отпускаемой энергии до 0,06 долл./(кВт·ч).

В одном из последних демонстрационных проектов EUCLIDES, который осуществлен в Испании, мощность фотоСЭС с параболоцилиндрическими концентраторами длиной 75 м составила 480 кВт, а капиталовложения — 6875 экю/кВт.

По прогнозам, стоимость производства модулей из тонкопленочных материалов может достигнуть 1 экю/Вт при ежегодном объеме их выпуска 60 МВт, что вполне реально в ближайшие годы. Предсказывают, что в последующие годы стоимость выработки электроэнергии на фотоСЭС будет уменьшаться до 3 цент./(кВт· ч), а стоимость энергии, произведенной на обычных ТЭС, — возрастать. Эта тенденция изображена на рис. 1.62.

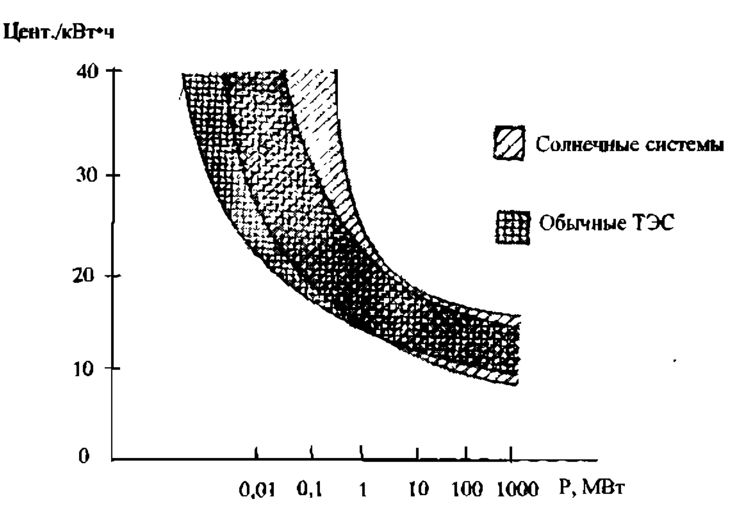


Рис. 1.62. Изменение стоимости выработки электроэнергии

Солнечные коллекторы. Стоимость солнечных коллекторов, выпускаемых в разных странах, зависит от применяемых материалов, конструкции, технологии изготовления, назначения и других факторов. Например, абсорберы из пластиков производятся по цене 75–200 долл./м^2, а металлические значительно дороже — до 300–1000 долл./м^2. Ожидается, что к 2020 г. в результате усовершенствования конструкции и технологии производства стоимость солнечных коллекторов снизится до 50–400 долл./м^2.

Если рассматривать теплоснабжение индивидуального дома, то оно может быть обеспечено установкой нескольких солнечных коллекторов из расчета площади приблизительно 2 м^2 на одного человека. В этих условиях наличие коллектора позволяет на 40–60% удовлетворить потребность в горячей воде. Стоимость тепловой энергии, вырабатываемой коллектором, изменялась следующим образом (рис. 1.63).

В настоящее время цена отпускаемой тепловой энергии 0,22–0,25 фр./(кВт· ч) считается в Швейцарии рентабельной.

Стоимость тепловой энергии в проектируемых крупных нагревательных установках в странах Европейского Союза колеблется в пределах 0,7–1,5 экю/(кВт· ч).

Важен срок окупаемости коллекторов.

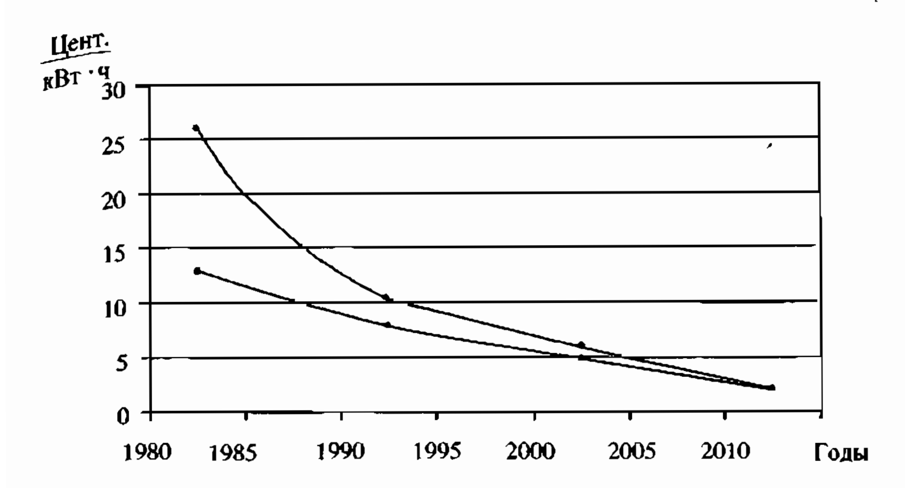


Рис. 1.63. Стоимость выработки тепловой энергии

1.8. ЭКОЛОГИЯ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Воздействие солнечной энергетики на экологическую обстановку имеет несколько аспектов. Первый связан с тем, что строительство мощных солнечных электрических станций как термодинамического цикла, так и фотоэлектрического типа требуют отведения значительных по площади земельных участков. Так, например, поле гелиостатов, приходящихся на 1 МВт установленной мощности СЭС, размещается на площади 2,5–3,5 га (для башенных СЭС), фотоэлектрические модули мощностью 1 МВт занимают участок в 6–11 га в зависимости от величины солнечной радиации.

Действующие СЭС характеризуются большими потоками энергии, что может вызвать локальные климатические изменения.

Изготовление ФЭП для фотоэлектрических станций является вредным производством, связанным с образованием большого количества кремниевой пыли. При плавке кремния и получении слитков сжигаются обычные органические энергоносители. Сопоставление выбросов диоксида углерода CO_2 при большом масштабе производства фотопреобразователей и при работе наиболее эффективных угольных ТЭС дает следующие результаты:

Тип преобразователя	**CO_2, килотонн/ГВт·год**
монокристаллический	150
поликристаллический	100
тонкопленочный	50
тонкопленочные многослойные ячейки	24
ТЭС	9000

Из таблицы видно, что производство ФЭП сопровождается значительно меньшими выбросами CO_2, чем это наблюдается при работе тепловых электростанций.

ГЛАВА 2
ЭНЕРГИЯ ВЕТРА

2.1. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ВЕТРА И ЕГО ХАРАКТЕРИСТИКИ

Движение воздуха в атмосфере — ветер — возникает под действием различных сил. Прежде всего, это силы, связанные с изменением давления по высоте: у поверхности Земли эти силы больше, чем на границе атмосферы. Возникает также разность давлений в горизонтальной плоскости — барический градиент, который вынуждает воздух перемещаться в горизонтальном направлении, вращение Земли и связанное с ним действие силы Кориолиса также оказывает воздействие на поток воздуха. Неравномерный нагрев атмосферы, земной поверхности и мирового океана из-за солнечной радиации, проявление сил внутреннего трения воздуха входят в число факторов, влияющих на возникновение воздушных потоков.

Глобальная циркуляция воздуха в атмосфере выглядит следующим образом (рис. 2.1).

В области экватора воздух нагревается и поднимается вверх. Верхние слои движутся в направлении полюсов, там охлаждаются и опускаются к Земле. Охлажденные слои скользят у земной поверхности от полюсов к экватору.

Основные характеристики ветра — скорость и его направление крайне переменчивы и зависят от многих факторов. Так, на характеристики ветра влияют рельеф местности, равнинный или гористый, удаленность от берегов морей и океанов, климатические сезоны и т.д. Наряду с этим, существуют зоны стабильных ветров — пассатов в области, лежащей между 25 и 30° северной и южной широтами соответственно. Постоянный западный ветер дует

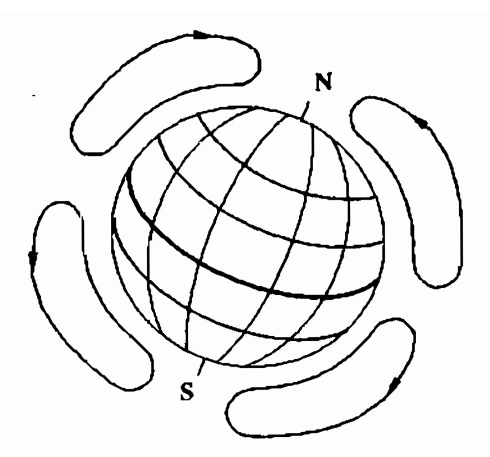


Рис. 2.1. Циркуляция воздушных масс

с запада на восток в полосе от 40 до 60° южной широты. Постоянно дующими ветрами являются муссоны в Индийском океане. Их направление меняется в зависимости от сезона: летом дуют юго-западные муссоны, а зимой — северо-восточные [42].

Скорость ветра может меняться в широких пределах: от легкого дуновения до урагана. Ее максимальное значение 115,5 м/с зарегистрировано на горе Вашингтон в США в 1934 г.

Колоссальная энергия ветра наносила и продолжает наносить громадный ущерб в виде разрушенных при ураганах зданий, линий электропередачи, связи, береговых защитных сооружений, затопленных или выброшенных на берег судов и т.д.

Человечество с давних времен научилось использовать энергию ветра с помощью парусов в морских судах, ветряных мельниц для помола зерна, перекачки воды. Первые ветряные мельницы, относящиеся к IV столетию до нашей эры, найдены в Египте. Позже они распространились на Ближнем Востоке и в Европе.

На современном этапе главное направление в использовании энергии ветра — выработка электроэнергии, хотя не отказались и от перекачки воды, и от использования парусов на судах (иногда достаточно крупных с управляемыми компьютером парусами).

Новый подход к реализации энергии ветра в форме электроэнергии заставил многие страны в первую очередь оценить имеющийся ветроэнергетический потенциал на своих территориях и включить ветроэнергетику в национальные энергетические программы.

Наиболее благоприятными районами с высокой энергией ветра являются побережье морей и океанов, прибрежные (шельфовые) воды, предгорья, тропическая зона с устойчивыми ветрами, Средиземноморье, степные районы и др.

Мировой потенциал энергии ветра оценивается величиной, соответствующей $1{,}45 \cdot 10^{12}$ тонн условного топлива в год, а на территории РБ — $2{,}17 \cdot 10^{6}$ тонн условного топлива в год [43]. Представление о распределении скоростей ветра на территории Беларуси дает карта (рис. 2.2), составленная по материалам, полученным Минским энергетическим центром в рамках выполнения программы TACIS. При оценке потенциала ветра выбирают его скорость на высоте 10 м над поверхностью земли, чтобы уменьшить влияние шероховатости, т.е. различных препятствий в виде невысоких строений, кустарников, деревьев и т.д. С увеличением высоты скорость ветра растет по закону

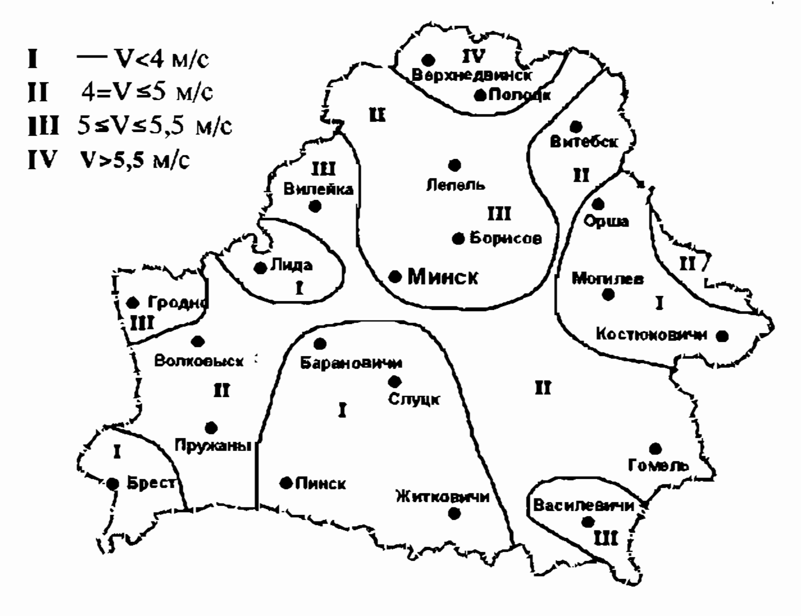


Рис. 2.2. Карта распределения скоростей ветра на территории РБ

$$V = V_1 \left(\frac{H}{H_1} \right)^n , \qquad (2.1)$$

где V_1 — скорость ветра на высоте H_1=10 м, м/с; V — скорость ветра на расчетной высоте, м/с; n — показатель степени, зависящий от состояния поверхности (для ровной поверхности площади n=1/7) [44].

2.2. Состояние ветроэнергетики в различных странах

Уровень развития ветроэнергетики в различных странах далеко не всегда определяется величиной их ветроэнергетического потенциала. Например, Австралия с крупнейшими в мире запасами энергии ветра не входит даже в десятку мировых лидеров по установленной мощности ветроустановок. Самая обеспеченная по ветроресурсам страна в Европе — Великобритания (ее ветропотенциал в 28 раз превосходит таковой у Дании) существенно отстает от других стран. Соединенные Штаты Америки, у которых только в Северной Калифорнии потенциал составляет 50 000 МВт, далеки от его заметной реализации. Ветропотенциал Китая (253 000 МВт) в пять раз превышает энергетические возможности ветра на территории Индии (45 000 МВт), а она оказалась на третьем месте среди стран мира, занимающих ведущее место по ветроэнергетике. Установленная мощность китайских ветроагрегатов почти в 20 раз меньше, чем индийских [45, 46].

Рассмотренные примеры показывают, что уровень развития ветроэнергетики в стране определяется не только ее размерами и величиной ветропотенциала, а целым комплексом причин. В него входят наличие ископаемых энергоресурсов, экологическая ситуация, отношение к проблеме законодательной и исполнительной властей, способствующих выделению государственных субсидий и привлечению частного капитала, и многие другие.

В начале 90-х годов прошлого столетия в области использования энергии ветра лидировали США, значительно опережая другие страны. К 1996 г. ситуация уже резко изменилась (рис. 2.3). Страны Европы вдвое превосходят США по установленной мощности ветроагрегатов. По прогнозу, в 2005 г. этот разрыв увеличивается еще больше, и на второе место в мире выходят страны Азии [47, 48].

Диаграмма (рис. 2.3) отражает динамику ввода в строй ветроагрегатов в передовых странах по использованию энергии ветра.

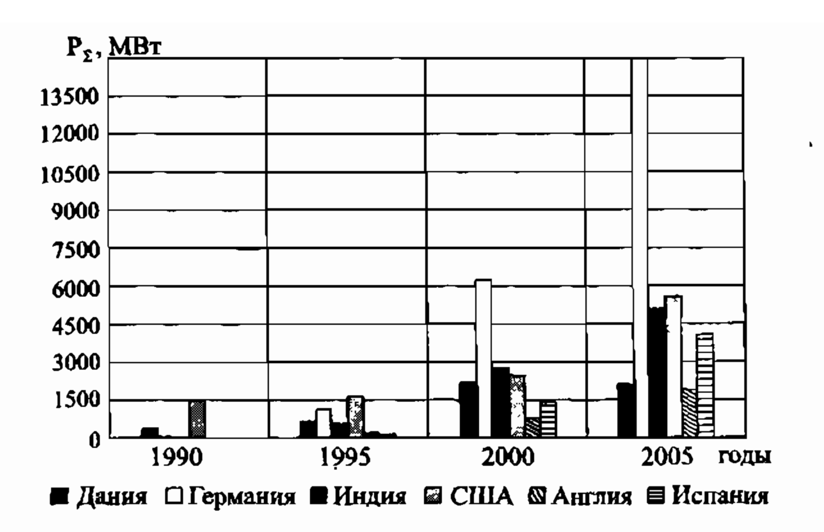


Рис. 2.3. Развитие ветроэнергетики в странах мира

Рис. 2.4 дает представление о развитии ветроэнергетики в Европе и в мире.

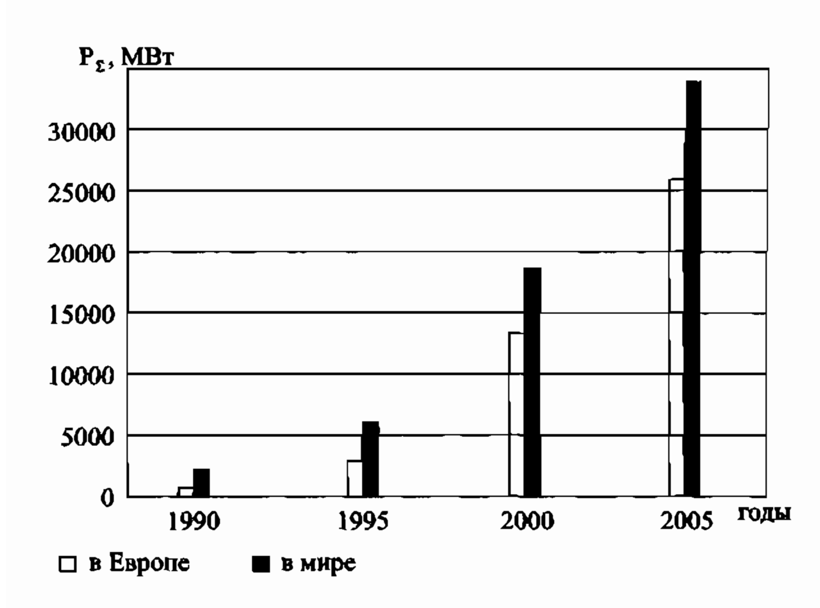


Рис. 2.4. Соотношение уровней развития ветроэнергетики в Европе и в мире

Представленный прогноз развития ветроэнергетики в мире соответствует ежегодному приросту вводимых мощностей в размере 17–18%.

Правительственные программы различных стран предусматривают в ближайшем будущем значительный вклад ветроэнергетики в энергобалансы своих стран. Так, в Дании электроэнергия, выработанная на ветроэлектрических станциях, составила в 1998 г. 7% от общего электропотребления. Планируется довести эту долю до 12–14% к 2005 году и до 50% — к середине текущего столетия [49]. Великобритания может обеспечить к 2010 г. 10% электроснабжения за счет ВЭС, а Германия — 6,2% [110].

Европейская ассоциация ветроэнергетики (EWEA), по прогнозу которой к 2020 г. установленная мощность ветроагрегатов в Европе достигнет 100000 МВт, полагает, что ВЭС к этому времени будут производить 10% всего энергопотребления.

2.3. Ветроэнергетические установки

2.3.1. Классификация ветроустановок

Имеются несколько признаков, по которым классифицируются ветроустановки.

По расположению оси вращения ветроколеса существуют агрегаты с горизонтальной, вертикальной и наклонной осями вращения. В установках с горизонтальной осью вращения эта ось совпадает с направлением движения воздушного потока. К числу таких установок относятся как старинные мельницы, так и большинство современных агрегатов (рис. 2.5).

Ротор в установках с вертикальной осью вращается вокруг оси, перпендикулярной направлению потока. Такие установки появились в 30-х годах прошлого столетия. Наиболее известными из них являются ротор Савониуса (рис. 2.6, а), ротор Дарье (рис. 2.6, б) с изогнутыми лопастями, ортогональные ветроустановки с прямыми вертикальными лопастями (ротор Масгрува) (рис. 2.6, в).

Их преимуществом перед агрегатами с горизонтальной осью является возможность работы независимо от направления ветра без системы ориентации. Кроме того, предельная мощность этих ветротурбин может быть значительно больше, чем у машин с горизонтальной осью.

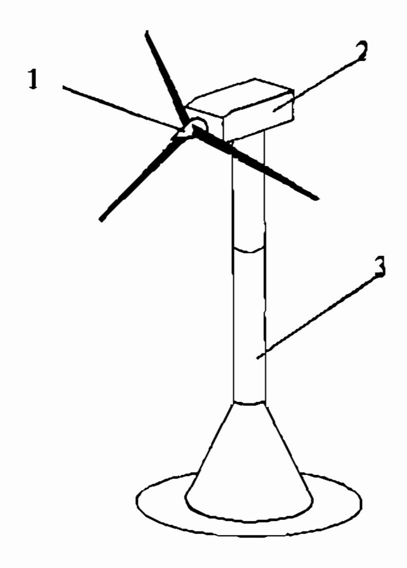


Рис. 2.5. Ветроэлектрическая установка с горизонтальной осью вращения:
1 — ветроколесо; 2 — поворотная гондола; 3 — опорная башня

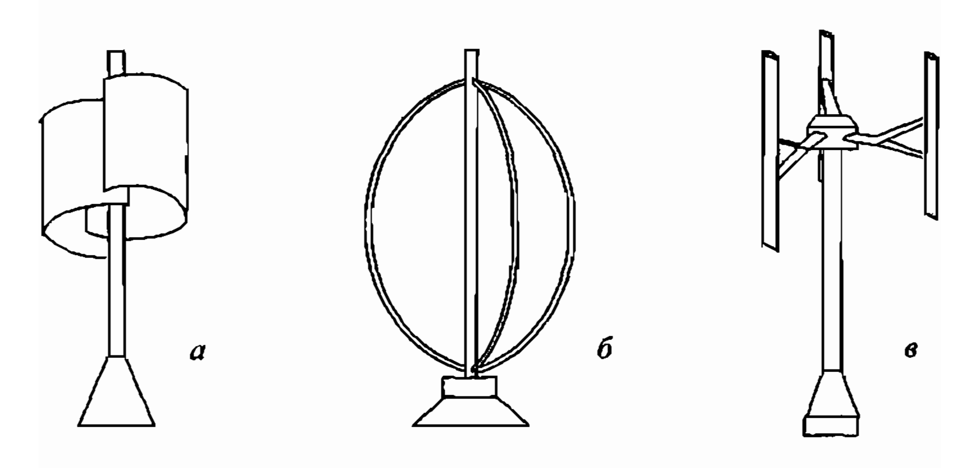


Рис. 2.6. Ветроустановки с вертикальной осью вращения

Ветроагрегаты с наклонной осью вращения (рис. 2.7) представлены конструкцией типа Monopteros, которая отличается большой скоростью вращения [50].

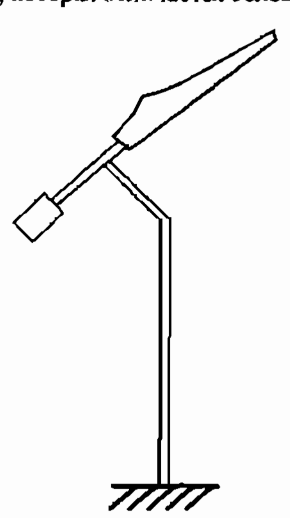


Рис. 2.7. Однолопастный ветроагрегат с контргрузом

По геометрии ветроколеса можно выделить установки многолопастные (18–24) с большим геометрическим заполнением и с малым заполнением (1–3 лопасти). Геометрическое заполнение представляет собой отношение суммарной площади всех лопастей к площади круга, очерчиваемого вращающимися лопастями.

Как правило, многолопастные агрегаты отличаются малой скоростью вращения, но даже при низкой скорости ветра способны развивать большой крутящий момент, необходимый для привода различных рабочих органов — насосов для перекачки воды и других устройств.

Одно-трехлопастные роторы вращаются с большой скоростью и соединяются главным образом с электрогенераторами.

Комплектация различными устройствами позволяет различать ветродвигатель (ВД), ветроэнергетический агрегат (ВЭА), ветроэнергетическую установку (ВЭУ) и ветроэлектрическую станцию (ВЭС).

Ветродвигатель преобразует кинетическую энергию потока в механическую работу.

Ветроэнергетический агрегат сочетает ветродвигатель с одной или несколькими рабочими машинами для выработки электроэнергии, подъема воды, сжатия воздуха и т.д.

Ветроэнергетическая установка включает в себя ветроагрегат, аккумулирующую систему, резервный двигатель и систему регулирования режимов работы и управления.

Наиболее сложная система — это ветроэлектрическая станция, которая объединяет в единый энергетический комплекс от единиц до нескольких тысяч ветроэнергетических установок. Предназначается ВЭС для энергоснабжения отдельных удаленных населенных пунктов или для работы совместно с линией электропередачи.

Характер сил, приводящих ветроустановку в действие, также служит одним из признаков классификации. В соответствии с этим установки могут использовать силу сопротивления или подъемную силу, как у крыла самолета. Первые имеют плоские лопасти, которые вращаются с линейной скоростью, меньшей скорости ветра. Второй тип ветроколеса обычно снабжен лопастями с аэродинамическим профилем. Линейная скорость окончаний лопастей в несколько раз (до 12–14) может превышать скорость воздушного потока.

Существующие ветроагрегаты подразделяются по установленной мощности на малые (до 50 кВт), средние (50–600 кВт), мегаваттного класса (700–5000 кВт). Характеристики ветротурбин разных классов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Класс ВЭУ	Установленная мощность, кВт	Диаметр ветроколеса D, м	Период вращения, с
Малый	10,25,50	6,4–12	0,3–0,4
Средний	55,100,500,600	15, 43, 46	0,6–2,1
Мегаваттный	750, 1000,1500, 2000, 3000, 4000–5000	44, 52, 68, 70, 80, 100	3,1–5,7

2.3.2. Принцип работы ветроколеса

Ветроколесо является основным узлом установки для использования энергии ветра. Его назначение — превращать кинетическую энергию потока воздуха в механическую и концентрировать ее на валу. Ветроколеса современных ветроагрегатов собираются из нескольких лопастей, закрепленных на

втулке. Лопасти имеют аэродинамический профиль, при обтекании которого возникает подъемная сила, вращающая ветроколесо.

Расчет и проектирование ветроколеса базируется на законах аэродинамики, изучающей движение воздуха и его взаимодействие с поверхностью твердого тела при его обтекании. Чтобы пояснить возникновение подъемной силы крыла, обратимся к рис. 2.8.

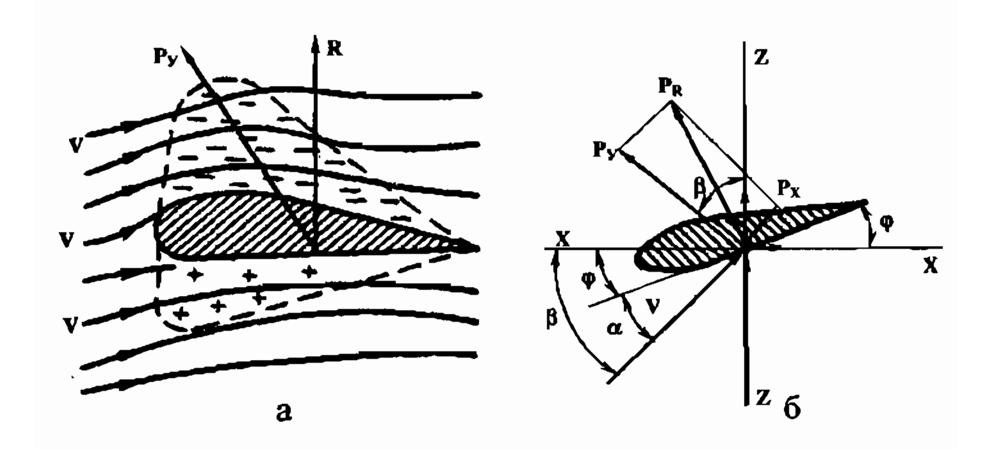


Рис. 2.8. Принцип работы ветроколеса

Верхний и нижний контуры сечения имеют различную конфигурацию (рис. 2.8, а). Проходя у нижнего контура, поток воздуха замедляется из-за трения. В этой части создается зона повышенного давления. Огибая более протяженный верхний контур, поток ускоряется. Над крылом создается зона пониженного давления. Разность давлений под крылом и над ним обусловливает возникновение подъемной силы P_y и вращающего момента на ветроколесе.

На рис. 2.8, б изображен план скоростей и сил, действующих на лопасть. Угол φ называется углом установки. Угол атаки α между нижней плоскостью и вектором скорости потока V относительно лопасти может изменяться при повороте лопасти относительно продольной оси. Очевидно, что $\beta = \alpha + \varphi$. На схеме V соответствует скорости невозмущенного потока, P_x — лобовое сопротивление.

Известно, что кинетическая энергия потока определяется выражением

$$E = \frac{mV^2}{2}, \text{ Дж}, \qquad (2.2)$$

где m — масса тела, кг; V — скорость, м/с.

Если вместо массы подставить массовый расход воздуха и выразить его через скорость V, плотность ρ и площадь сечения потока F, получим

$$M = \rho V F, \text{ кг/с}. \qquad (2.3)$$

Подставим выражение (2.3) в (2.2) и будем иметь мощность потока

$$P = \frac{\rho V^3 F}{2}, \text{ Вт}. \qquad (2.4)$$

Поскольку поток взаимодействует с лопастями, то часть его энергии передается ветроколесу. Естественно, преобразование кинетической энергии сопровождается различными потерями, поэтому мощность ветроколеса будет меньше мощности потока. Это различие учитывается коэффициентом мощности C_p. Тогда для мощности ветроколеса уравнение (2.4) принимает вид

$$P = C_p \frac{\rho V^3 F}{2}, \text{ Вт}. \qquad (2.5)$$

Выразим F через радиус ветроколеса и получим

$$P = C_p \frac{\rho \pi V^3 R^2}{2}, \text{ Вт}. \qquad (2.6)$$

Величина Ср характеризует отношение энергии, преобразованной в механическую работу, к полной энергии потока. Численно C_p можно выразить через коэффициент торможения потока а следующим образом:

$$C_p = 4\,a(1-a)^2, \qquad (2.7)$$

где $a = \frac{V - V'}{V} = \frac{V - V''}{2V}$; V' — *скорость ветра в плоскости ветроколеса, м/с;* V'' — скорость ветра за ветроколесом, м/с.

Анализ выражения (2.6) показывает, что мощность ветроагрегата определяется, главным образом, скоростью потока, радиусом ветроколеса, расположением лопастей в потоке и их профилем. На эту величину влияет температу-

ра воздуха, т.к. его плотность увеличивается зимой и уменьшается летом. Следует иметь в виду, что скорость потока зависит от высоты над земной поверхностью, т.е. связана с высотой установки втулки ветроколеса.

Величина коэффициента мощности C_p зависит от многих факторов и может значительно отличаться для разных конструкций ветроколес. Теоретическое максимальное значение C_p равно 0,59 (критерий Бетца). Реальные современные ветротурбины достигают величин C_p = 0,4–0,5. Для ветроагрегатов, использующих силу сопротивления, $C_{pmax} \approx 0{,}22$, а его повышение возможно при увеличении геометрического заполнения площади ветроколеса.

Даже для идеального ветроколеса коэффициент мощности C_p не может равняться 1, так как поток не затормаживается полностью в сечении, где установлены лопасти. Он проходит через ветроколесо, имея определенную скорость и, следовательно, кинетическую энергию.

Совершенство конструкции ветроколеса оценивается с помощью коэффициента полезного действия η

$$\eta = \frac{C_{p\text{пром.}}}{C_{p\text{теор}}}. \tag{2.8}$$

Например, если коэффициент мощности реального ветроколеса $C_{p\text{пром.}}$ = 0,45, то его КПД

$$\eta = \frac{0{,}45}{0{,}593} = 0{,}758.$$

Важным параметром для конструирования ветроагрегатов является быстроходность Z

$$Z = \frac{\omega\ R}{V}, \tag{2.9}$$

где ω — угловая скорость, рад/с.

Быстроходность представляет собой отношение линейной скорости конца лопасти к скорости набегающего потока и служит аэродинамической характеристикой ветроколеса.

При оптимальной быстроходности лопасть ветроколеса не попадает в поток, турбулизированный предыдущей лопастью. Этот поток успевает поки-

нуть область ветроколеса. В то же время воздух не проходит через сечение ветроколеса свободно, без взаимодействия с его лопастями. Соотношение между оптимальной быстроходностью и числом лопастей ветроагрегата имеет вид

$$Z_{опт} \approx 4\pi / N, \qquad (2.10)$$

где N — число лопастей.

Коэффициент мощности C_p, как отмечалось, не является постоянной величиной. Он связан с быстроходностью. Характер зависимости коэффициента мощности C_p и быстроходности Z для различных ветроагрегатов изображен на рис. 2.9.

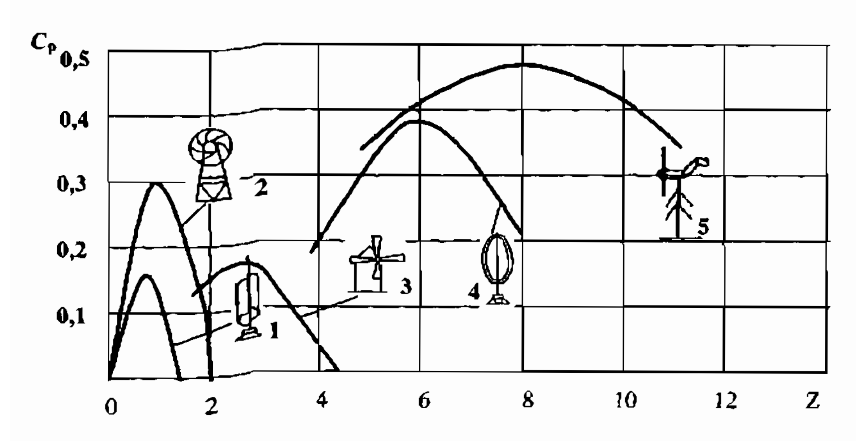


Рис. 2.9. Зависимость коэффициента мощности ветроколеса от быстроходности

Анализ показывает, что самыми малыми коэффициентами мощности характеризуются тихоходные 4-лопастные крыльчатки мельницы и ротор Савониуса. Эффективность использования энергии ветра у многолопастных ветроагрегатов достаточно высока. Заметна тенденция увеличения коэффициента мощности с ростом быстроходности ветроколеса и уменьшением числа лопастей. Наивысшая быстроходность (7–15) свойственна однолопастным ветротурбинам, которые выпускаются в Германии и Италии.

Крутящий момент на валу ветроколеса рассчитывается по формуле:

$$M = \frac{P}{\omega} = \frac{C_p F\rho \ V^3 R}{2ZV} = C_м \frac{\pi\rho \ V^2 R^3}{2}, \text{Н·м}, \qquad (2.11)$$

где $C_м = \dfrac{C_p}{Z}$ — коэффициент крутящего момента.

Сила лобового давления на ветроколесо определяется из выражения

$$P_x = C_x F \frac{\rho \ V^2}{2}, \text{Н}, \qquad (2.12)$$

где $C_x = 4a(1-a)$ — коэффициент лобового давления.

При максимальной величине коэффициента мощности $C_\rho = 0{,}593$ коэффициент лобового давления $C_x = 0{,}89$.

Расчет количества электроэнергии, вырабатываемой ветроэнергетической установкой в течение года, можно выполнить, используя формулу:

$$A = \sum_{V_i}^{V_i = V_p} C_p \rho F \frac{V_i^3}{2} \Delta t_i + \sum_{V_i = V_p}^{25} C_p \rho F \frac{V_p^3}{2} \Delta t_i, \text{кВт} \cdot \text{ч}. \qquad (2.13)$$

Выражение (2.13) учитывает то обстоятельство, что ВЭУ развивает мощность P_i при работе в диапазоне скоростей потока от V_i до V_p. В диапазоне скоростей от V_p до 25 м/с мощность установки достигает номинальной величины. При $V_i < 3$ м/с и $V_p > 25$ м/с ветроагрегат отключается.

Распределение вероятности скорости ветра $V = V_i$ описывается функцией Вейбулла

$$\Phi_v = \frac{k}{C}\left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right]. \qquad (2.14)$$

Результаты расчетов по (2.14) хорошо совпадают с экспериментальными данными при параметре k = 1,8–2,3 и параметре C, близком к среднегодовой скорости ветра $V_{ср}$. Для $k = 2$ получаем распределение Рэлея

$$\Phi_{v_i} = \frac{2V_i}{V_p^2} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V_i}{V_p}\right)^2\right] \qquad (2.15)$$

и временной интервал в безразмерном виде

$$\Delta t_г = \frac{\Delta t_i}{8760} = \frac{\Phi_{v_i}}{\sum\limits_{v_i=0}^{\infty} \Phi_{v_i}}, \qquad (2.16)$$

где 8760 — число часов в году.

2.3.3. Основные узлы ветроэнергетических установок

В мировом производстве ветроэнергетических установок предпочтение отдается агрегатам с горизонтально расположенной осью вращения. Поэтому описание конструкций и анализ работы узлов и систем, используемые материалы рассмотрим на примере такой установки.

Основными узлами и системами ветроустановки являются (рис. 2.5): ветроколесо 1, соединенное через редуктор с электрическим генератором. Редуктор и генератор размещаются в закрытой поворотной гондоле 2, которая закрепляется наверху опорной конструкции — башни 3. Для обеспечения оптимальной работы ветроагрегата имеется система поворота его на поток воздуха и система регулировки скорости вращения. Устанавливается также система управления и контроля параметров вырабатываемой электроэнергии. Для остановки ветроколеса служит тормозная система

Ветроколесо. Из-за непостоянства параметров источника энергии ветра ветроколесо должно работать в оптимальном режиме при высоких и низких скоростях потока, в установках малой и большой мощности, для индивидуального потребителя и совместно с линией электропередачи. Эти факторы вносят коррективы в конструкцию ветроколеса.

В соответствии с законами аэродинамики каждому скоростному режиму ротора должно соответствовать оптимальное геометрическое заполнение, т.е. собственная площадь поверхности лопастей, которая уменьшается с ростом скорости вращения. Установлено, что концевые аэродинамические потери у ротора с 1 лопастью на 10%, а у двухлопастного на 4% больше, чем у трехлопастной турбины. Здесь подтверждается теория идеального ветроколеса, работающего без потерь при наличии бесконечно большого числа лопастей и при бесконечно большой частоте вращения. Из трех типов турбин 3 — лопастная оказалась динамически наиболее современной. Ими оснащается подавляющее (до 74%) большинство ветроагрегатов среднего и мегаваттного классов.

Изучение конструкций лопастей, которые выпускаются промышленностью европейских стран, позволило установить эмпирическое соотношение между массой лопасти и диаметром ветроколеса в виде [48]

$$m = 0{,}1\ D^{2{,}63}. \qquad (2.17)$$

Зависимость справедлива для роторов с диаметрами 15–40 м. Показатель степени в формуле (2.17) для роторов, диаметр которых превышает 40 м, увеличивается до 2.8.

Известно, что скорость вращения ротора ограничивается уровнем, при котором линейная скорость конца лопасти не должна превышать скорость звука, чтобы избежать появления ударных волн. До этого предела роторы ветроустановок малого класса могут вращаться быстрее, чем ветроколеса больших ветродвигателей, и при этом они не создают неприятных звуковых колебаний. Так, диапазон скоростей концов лопастей маломощных турбин 1–10 кВт лежит в пределах 13–220 м/с. При больших допустимых скоростях система регулирования не требуется. Более часто встречаются скорости порядка 40–100 м/с. Ветротурбины мегаваттных установок работают со скоростью конца лопасти от 60 до 90 м/с.

Мощность ветроагрегата рассчитывается исходя из приведенных ранее аналитических зависимостей. Однако имеется и аппроксимирующая формула, полученная из анализа работы реальных установок. Эта зависимость для больших турбин (500–3000 кВт) выражается экспонентой вида

$$P = 0{,}06\ D^{2{,}42}. \qquad (2.18)$$

Размеры ротора могут меняться в зависимости от того, где устанавливается ветроагрегат. Для районов с низкой скоростью ветра диаметр ротора увеличивается за счет трубчатых вставок между втулкой и основанием лопасти. При больших постоянных скоростях ветра лопасти укорачиваются. Такой путь достаточно прост, но эффективность ротора снижается.

Система регулирования мощности. Конструкция ротора должна обеспечивать его оптимальный режим работы как при низких, так и при высоких скоростях ветра, а также предусматривать остановку в экстремальных условиях урагана. Эти задачи решаются системой регулирования. Она может основываться на двух различных подходах, использующих поворот лопастей (pitch-

регулирование) либо явление срыва потока (stall-регулирование). В ветроустановках среднего класса превалирует регулирование путем срыва потока. Производители более мощных установок применяют оба метода в равной степени.

Суть pitch-регулирования заключается в том, что по сигналу датчика анемоскопа при изменяющейся скорости ветра вырабатывается импульс, который передается на исполнительный механический или гидравлический орган. В результате вся лопасть или ее верхняя часть поворачивается, изменяется угол атаки α, а, следовательно, и величина подъемной силы. Гидромеханические устройства меняют положение лопасти со скоростью до 10 град/с в пределах от 90 до 0° при остановке ротора. Запуск ротора обычно осуществляется при скорости ветра 3,5÷4 м/с, а остановка — при V ≈ 27–30 м/с. Надежность работы системы регулирования в некоторых случаях обеспечивается отдельным приводом для поворота каждой лопасти.

Второй способ stall-регулирование реализуется иначе. Линейная скорость каждого сечения профиля вращающейся лопасти увеличивается по мере удаления от оси вращения. Поэтому в какой-то момент поток срывается, подъемная сила теряется, и это сечение работает неэффективно. Чтобы обеспечить оптимальное использование энергии потока при разных скоростях, лопасть закручивается, т.е. каждое сечение повернуто относительно предыдущего (рис. 2.10) и располагается под различными углами к плоскости вращения. Stall-регулирование обеспечивает такие условия работы ветроколеса, что при резком увеличении скорости ветра вырабатываемая мощность не растет, т.к. в целом уменьшается эффективность лопастей из-за срыва потока. Этот метод регулирования мощности оказывается приемлемым, если поддерживается постоянная скорость вращения ротора с помощью асинхронного генератора ветроустановки, подключенного к линии электропередачи. Современная тенденция в регулировании мощности, вырабатываемой ветроагрегатами среднего и мегаваттного классов, заключается в том, что поворот лопастей в сочетании с постоянной скоростью вращения не применяется, хотя раньше такая комбинация использовалась широко.

Лопасти. Современные ветротурбины снабжаются лопастями (рис. 2.11) с аэродинамическим профилем, исследованию и разработке которого уделяется серьезное внимание. От профиля лопасти в значительной степени зависит выработка электроэнергии.

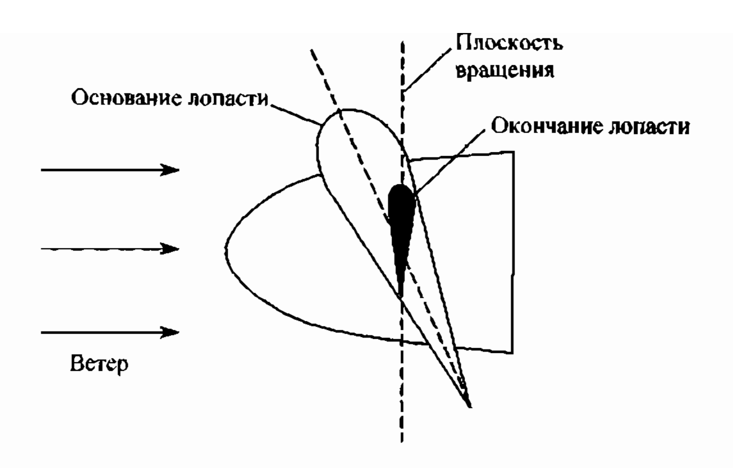


Рис. 2.10. Изменение профиля сечения лопасти

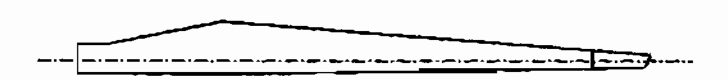


Рис. 2.11. Лопасть современного ветроколеса

Так, например, американская фирма LYNETT с 1994 г. выпускает лопасти для ветроагрегатов мощностью P = 275 кВт, которые обеспечивают выработку электроэнергии почти на 50% большую, чем предыдущие конструкции. К лопастям предъявляются очень серьезные требования. Они должны быть прочными и легкими, хорошо противостоять циклическим нагрузкам, вибрации и воздействию атмосферы.

Первые ветротурбины монтировались со стальными и алюминиевыми экструдированными лопастями. Конструкция лопастей и технология их изготовления постоянно совершенствуются. Например, лопасть немецкой ветротурбины мегаваттного класса Aeolus-I с установленной мощностью P = 1 МВт и диаметром ротора 75 м имела массу 22 т. Более мощная установка (P = 3 МВт) Aeolus-II снабжена ветроколесом диаметром 80 м, а масса лопасти снижена до 5,5 т.

Неудовлетворительные весовые и прочностные характеристики металлических лопастей заставили конструкторов вновь обратиться к исходному материалу — древесине и к очень современным композиционным материалам. Композиты состоят из высокопрочных волокон, которые воспринимают основную нагрузку, и матрицы, объединяющей волокна в единое целое.

Как известно, древесина по природе представляет собой волокнистый материал. При изготовлении из нее лопастей вначале вдоль волокон вырезаются тонкие пластины, которые затем проклеиваются эпоксидной смолой и собираются в комплект. Пластины нарезают из высокопрочного тропического дерева (породы Rhaya) либо шведской ели. Наиболее широко в производстве лопастей применяются стекловолокна различной укладки или стеклоткань, пропитанные эпоксидной смолой. Стеклопластиковая лопасть для ротора диаметром 40 м голландской фирмы Aerpac имеет массу 1100 кг. Некоторые фирмы производят композиционные системы либо только на основе углеродных волокон и эпоксидной смолы, либо в сочетании со стекловолокном.

Внедрение новых материалов сопровождается разработкой прогрессивных технологий изготовления лопастей. Фирма Aerpac, например, производила стеклопластиковые лопасти вручную, послойно укладывая на шаблоне стекловолокно и нанося на него эпоксидную смолу. Более совершенная технология заключается в том, что собранная лопасть пропитывается полиэфирными смолами в вакуумной камере без применения ручного труда. Связующее вещество настолько хорошо распределяется по сечению, что в композитном материале не остается воздушных включений. По этой технологии датская фирма LM Glasfiber выпускает лопасти длиной 38,8 м и массой 10 т для ВЭУ P = 2,5 МВт.

Разработчики российской трехлопастной ветроустановки мегаваттного класса «Радуга-1» применяют цельнометаллическую лопасть для ротора диаметром 48 м. Ее лонжерон выполнен из стали, а нервюры и обшивка — из алюминиевого сплава.

Башня. Эта опорная конструкция выполняет различные функции. Сверху ее монтируется поворотная гондола, в которой размещены генератор, редуктор, соединительные муфты, посаженные на входной и выходной валы редуктора, системы ориентации и регулирования, система торможения ротора.

Башня воспринимает все нагрузки — статические, динамические, вибрационные, действующие на ветроколесо и на собственную конструкцию, которые вызваны потоком ветра, работой ветроколеса и других агрегатов. Внутри башни, если она полая, могут размещаться площадки для обслуживания, системы управления и контроля, подъемные механизмы.

Конструктивно башни выполняются по-разному. Они могут быть стальными решетчатыми, собранными из предварительно напряженных железобетонных колец или отлитыми из армированного бетона на месте установки.

Ажурные с хорошо проницаемой для потока воздуха сварной конструкцией из труб или металлопроката башни характерны для США. Они работают уже более века. Ветроустановки с такими башнями имеют мощность до 750 кВт. Подобная конструкция отличается небольшой металлоемкостью. Решетчатые башни с квадратным сечением и высотой до 120 м выпускаются германской фирмой NORDEX. Они достаточно трудоемки в изготовлении.

Широко распространены железобетонные опоры. Их масса превышает массу стальных башен на 30%, но стоимость меньше. Возводятся железобетонные башни либо с применением скользящей опалубки, либо путем сборки отдельных секций заводской готовности.

В последние годы предпочтение отдано стальным коническим или цилиндрическим трубчатым башням с анодированным покрытием. Нижняя, цокольная часть высотой 5–8 м изготавливается из железобетона.

Обзор имеющихся данных показывает, что установки малой мощности снабжаются башнями такой высоты, которая превышает турбулентный слой потока воздуха, преодолевающего местные препятствия. Высота башни у ветроагрегатов средней мощности и мегаваттного класса почти не отличается от диаметра ротора и достигает 80–100 м.

Трансмиссия. Крутящий момент от ветротурбины передается к электрическому генератору, который вращается со скоростью 1500 оборотов в минуту. Скорость вращения ветроколеса значительно меньше. Поэтому между ветротурбиной и генератором в большинстве случаев устанавливается мультипликатор. Ветроколесо соединяется с мультипликатором либо через муфту, либо напрямую насаживается на вал редуктора. Между мультипликатором и генератором всегда устанавливается муфта для компенсации осевых и угловых отклонений при монтаже. Передаточное число редукторов находится в

пределах i = 33–80. В некоторых ветроустановках США применена геликоидальная коробка передач, имеющая два параллельных вала для соединения с двумя одинаковыми генераторами. Германский ветроагрегат Seewind 52/750 мегаваттного класса изготовлен с двумя параллельными редукторами (2 и 3 ступени). При такой конструкции снижены нагрузки на зубья шестерен, уменьшен уровень шума. Трансмиссия имеет меньшие размеры.

Для обеспечения регулирования скорости вращения ветроколеса английские конструкторы применили комбинированную механико-электрическую 2-ступенчатую планетарную дифференциальную передачу. Ее вторая ступень связана с серводвигателями системы регулирования.

Российская ветротурбина мегаваттного класса Радуга-1 снабжена трехступенчатым многопоточным мультипликатором, разработанным на базе редуктора, который применяется на крупнейшем в мире вертолете Ми-26.

Тихоходные, сверхмощные ветроустановки (P=4–5 МВт), предназначенные для работы в шельфовой зоне морей, комплектуются одноступенчатым планетарным редуктором.

Оригинальную идею в передаче крутящего момента от ветроколеса к генератору реализовали финские разработчики в установке Hydrotronic wind turbine — тяжелый редуктор заменен гидравлической силовой трансмиссией, которая легко регулируется и хорошо приспособлена к работе в условиях порывистого ветра.

Генератор. Тип генератора, который применяется на ветроустановке, зависит от мощности ветродвигателя и характера потребителя вырабатываемой электроэнергии. Ветродвигатели малой мощности могут снабжаться генераторами постоянного тока. Системы среднего и мегаваттного классов комплектуются синхронными и асинхронными генераторами.

Ветроустановки с постоянной скоростью вращения лопастей снабжаются синхронными генераторами. Стабилизация скорости вращения ветроколеса достигается эффектом срыва потока (stall-регулирования). Постоянство напряжения и частоты поддерживается регулированием нагрузки или через систему стабилизации, состоящей из выпрямителя, инвертора и устройства управления.

Анализ показывает, что при постоянной скорости вращения ветротурбины определенная доля энергии потока воздуха не используется. Поэтому стали

применяться асинхронные генераторы с короткозамкнутым ротором. Они позволяют регулировать в некоторых пределах частоту вращения, хорошо приспособлены к работе с резкими и частыми колебаниями скорости. Работа такой установки в сети снимает проблему выработки реактивной мощности. Распределение диапазона частоты вращения асинхронного короткозамкнутого генератора возможно в комбинации с силовым электронным модулем для стабилизации частоты сигнала.

Некоторые производители снабжают ветроэнергетические установки асинхронизированными генераторами, работающими в достаточно широком диапазоне частоты вращения, что позволяет увеличить выработку электроэнергии на 15–20%. Асинхронизированная машина имеет фазный ротор с 3-фазными обмотками на статоре и роторе. Обмотка статора подключается к сети, обмотка ротора питается от тиристорного преобразователя частоты.

Наиболее часто применяются двухскоростные ветротурбины, у которых генераторы снабжены двумя обмотками. Одна подключается при небольших скоростях вращения, а вторая — в условиях номинальной рабочей скорости и обеспечивает расчетную мощность. Переключение обмоток осуществляется автоматически.

Иногда рабочий режим подразделяется на ступени, в пределах одного диапазона скоростей ветра частота вращения стабилизируется, а в другом — обеспечивается работа ветротурбины с переменными оборотами, но с оптимальной быстроходностью Z.

Возможность ветроагрегата работать с переменной скоростью вращения уменьшает колебания крутящего момента и динамические усталостные напряжения, значительно облегчаются условия работы электрогенератора.

Совершенствование электрогенераторов для ветроустановок привело в начале 90-х годов к созданию совершенно новой конструкции тихоходного генератора, предназначенного для безредукторного привода. Первым, кто применил безредукторные кольцевые генераторы на своих ветротурбинах, была германская фирма ENERCON. Она оснастила этим типом генераторов серию ветроагрегатов мощностью от 300 до 1500 кВт.

Безредукторный синхронный кольцевой генератор представляет собой многополюсную машину (число полюсов достигает 24–78 с постоянными магнитами и аксиальным магнитным потоком). Он допускает скорость враще-

ния ветроколеса в пределах 10–20 об/мин. Низкие скорости вращения ветроколеса и генератора, отсутствие редуктора значительно сокращают уровень шума, производимый этими установками.

Безредукторная технология применяется при разработке сверхмощных машин P = 4–5 МВт для оснащения ветроэлектрических станций морского базирования.

Система установки на ветер. Оптимальное положение ветротурбины поддерживается тогда, когда плоскость вращения лопастей расположена перпендикулярно направлению воздушного потока. Удержание ветротурбины в таком положении обеспечивается системой ориентирования. Легкие установки малого класса удерживаются в заданном положении с помощью простейшего стабилизатора, закрепленного сзади. При размещении ветроколеса за башней решетчатой конструкции, которая является проницаемой для ветра, системы установки на ветер не требуется, так как ветротурбина автоматически ориентируется на поток.

Ветродвигатели среднего и мегаваттного классов имеют специальные поворотные гондолы для размещения трансмиссии, соединительных муфт, тормозной системы, электрогенераторов и вспомогательного оборудования. Корпуса гондол изготавливаются либо из стеклопластика, либо из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, который хорошо противостоит вибрации. Масса гондол колеблется от нескольких тонн до 120–140 т. Поворот таких тяжелых конструкций навстречу ветру осуществляется специальными системами. В некоторых случаях на боковых сторонах гондолы устанавливаются небольшие дополнительные ветроколеса. Часть ветротурбин оборудована электродвигателями, соединенными с планетарным редуктором. Зубчатый венец редуктора крепится наверху башни, а электродвигатель с шестерней смонтирован на металлическом полу гондолы. Кроме электромеханического устройства, для придания агрегату положения, направленного на ветер, применяются гидромоторы поворота.

Команда на поворот ветротурбины подается от анемоскопа, установленного наверху гондолы. Анемоскоп измеряет скорость ветра и определяет его направление. При отклонении направления ветра более 5° от идеальной линии информация поступает в компьютер, который включает в действие механизм привода поворота в ту или иную сторону. Чтобы устранить рыскание гондолы,

имеются специальные демпфирующие системы. Устройство для ориентирования служит не только для того, чтобы совмещать ось вращения ветротурбины с направлением потока. Иногда оно выполняет противоположное действие — выводит ветроколесо из-под ветра. Такой способ служит для регулирования скорости вращения лопастей либо для прекращения работы ветроэнергетической установки вообще.

Кроме описанных, ветроустановки обязательно имеют тормозную систему. Она состоит из дискового тормоза на высокооборотной стороне и тормозных клещей. При наличии поворотных лопастей в момент торможения они поворачиваются так, чтобы значительно снизить скорость вращения, затем включается тормозная система для полной остановки ветротурбины. Тормозные клещи удерживают ветроколесо при штормовых ветрах и при необходимости ремонта и обслуживания.

Современные ветроустановки оборудуются автоматическими системами пуска и остановки, измерения параметров ветра, дистанционного управления, сигнализации и измерения. Они работают совместно с микропроцессорами и персональными компьютерами.

2.4. ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

2.4.1. Размещение на суше

В различных странах мира, где широко используется энергия ветра, созданы многоагрегатные ветроэлектрические станции — ВЭС. ВЭС объединяет отдельные ветроагрегаты в единый энергетический комплекс, который способен обеспечивать электроэнергией небольшие населенные пункты или действует совместно с национальной энергосистемой.

Целесообразность создания ВЭС, объединяющей десятки и сотни ветроустановок, заключается в уменьшении капитальных затрат и в стабилизации выработки электроэнергии. Было установлено, что строительство ВЭС из 5 агрегатов снижает капитальные затраты на 15%, а ее расширение до 100 ВЭУ позволяет уменьшить капитальные вложения на одну треть.

Повышение стабильности выработки электроэнергии на ВЭС обеспечивается тем, что многочисленные ветроустановки размещаются на больших территориях, где климатические условия могут различаться, а потому существует большая вероятность появления ветра. Благоприятным моментом в работе

ВЭС является то, что пропадает необходимость в аккумулировании энергии, вырабатываемой индивидуальной ветротурбиной, чтобы постоянно снабжать ею потребителей.

Первые крупные ВЭС появились в американском штате Калифорния, где имеются благоприятные условия для развития ветроэнергетики. Так, ВЭС Altamont Pass достигла суммарной установленной мощности более 1000 МВт, объединяя до десяти тысяч агрегатов. Ветроэнергетический комплекс Tehachapi имеет суммарную мощность ветротурбин в 624 МВт.

Оценив достоинства ветроэнергетики, США стали возводить ВЭС кроме Калифорнии и в других штатах. К примеру, в 1999 г. введена в строй ВЭС на 75 МВт в Техасе. Она укомплектована 113 машинами по 660 кВт каждая. С 1994 г. ведется трехэтапное строительство ВЭС в штате Миннесота. На этой площадке уже смонтированы 143 ветротурбины с единичной мощностью 750 кВт, которые составили ВЭС мощностью 107 МВт. Затем комплекс был расширен и достиг 225 МВт, а к 2002 г. станция должна быть увеличена до 425 МВт [55]. В 2002 г. в США завершен проект ВЭС Stateline мощностью 300 МВт на границе штатов Вашингтон-Орегон.

В Европе также появились мощные ветроэнергетические комплексы. Среди них ВЭС Bassens (Восточная Фрисландия, ФРГ), насчитывающая 34 установки BONUS, развивающие мощность 600 кВт. В 1999 г. было запланировано строительство в ФРГ 33 ветроэнергетических установок Wind World — 5200 с единичной мощностью 750 кВт. Становится реальностью комплектование ВЭС из систем мегаваттного класса. Так, 35 ветротурбин ENERCON 66 по 1,5 МВт образовали самую крупную в Европе ВЭС с установленной мощностью 52,5 МВт [56]. Она вступила в строй в 1998 г. в Германии. Здесь перечислены наиболее крупные ветростанции, хотя существует множество более мелких.

Создание ветроэлектрической станции выдвигает ряд требований, которые должны учитываться при выборе места размещения ВЭС. Прежде всего, территория будущей ВЭС должна характеризоваться высокой среднегодовой скоростью ветра. Ведь пропорционально кубу скорости определяется мощность ветроагрегатов и от нее зависит объем выработки электроэнергии. Желательны районы с какими-либо преобладающими ветрами. Рассматриваемые участки должны иметь транспортную сеть, линию электропередачи, они не должны находиться на путях миграции птиц. При возможности под размещение ветро-

электрических комплексов следует отводить бросовые земли. Однако современные исследования показывают, что из всей площади, занятой ВЭС, только 1–2% приходятся на собственно ветроагрегаты, а на остальной части может осуществляться выращивание сельскохозяйственных культур, выпас животных.

Объединение многих ВЭУ в единый комплекс делает необходимым достаточно надежный расчет ветропотенциала рассматриваемого района и взаимодействие потоков воздуха после прохождения через ветротурбины. Правильный выбор места основывается как на многолетних наблюдениях метеорологов, так и на проведении достаточно длительных дополнительных специальных измерений скорости ветра с учетом высоты возводимых ВЭУ. В настоящее время датская Национальная лаборатория RISO разработала программу для получения надежных результатов расчета местных потоков воздуха. Имеются подобные разработки и в России.

Многочисленные экспериментальные обдувки моделей ветроколес в аэродинамических трубах и наблюдения на местности в действующих ВЭС позволили установить оптимальные расстояния между ВЭУ, при которых воздушный поток успевает восстановиться перед следующей ветротурбиной. Считают, что отдельные ветродвигатели должны располагаться в шахматном порядке по фронту и в глубину с расстоянием между ними, равным 7–10 диаметрам ветроколеса, хотя, например, в США (штат Миннесота) мощные установки по 750 кВт с диаметром ротора 48 м в системе ВЭС размещены на удалении всего 170 м друг от друга.

Первоначально ВЭС формировались из различных по единичной мощности турбин. Стремление полнее использовать имеющийся потенциал ветра над занятой территорией привело к тому, что маломощные установки постепенно были заменены значительно более крупными ветротурбинами.

Из приведенных ранее примеров ВЭС следует, что при возведении новых энергетических комплексов преимущество отдается ветроагрегатам мощностью 600–750 кВт и даже большим до 1000–2500 кВт. Это оправдано и в экономическом плане.

2.4.2. Размещение на морском шельфе

Необходимость отчуждения больших земельных площадей для сооружения ВЭС, изменение окружающего ландшафта, ограничения по эмиссии шума, ин-

тенсивный поиск районов с благоприятным ветропотенциалом привели к идее размещения многоагретных ВЭС на береговой отмели в прибрежных водах.

Особенно привлекательной такая возможность оказалась для некоторых европейских стран: Дании, Нидерландов, Швеции, Германии, Великобритании, государств Средиземноморья, а также США.

Специально проведенные исследования выявили общую закономерность заметного увеличения среднегодовых скоростей ветра по мере удаления от берега. Наблюдения проходили в районах, расположенных на расстоянии от 30 до 300 км от берега. Показано, что энергия ветрового потока над прибрежными водами шириной 5,5 км вдвое больше, чем над прилегающими к берегу участками суши той же ширины. Для Великобритании, например, над сушей ветропотенциал составляет 45 ТВт· ч в год, тогда как над прибрежными водами он увеличивается более чем втрое, достигая 145 ТВт· ч/год.

Меньшая турбулизация потока над морскими водами позволяет снизить высоту башни до уровня, определяемого высотой волн и прилива. Размещение ветроустановок в море требует их адаптации к новым условиям и, следовательно, ведет к изменениям конструкции. Морское базирование снимает ограничение по уровню производимого шума. Если создаваемый шум вынуждает снижать скорость конца лопасти в европейских турбинах меньше 65 м/с, то для ветроколес на агрегатах, установленных в море, этот предел можно поднять до 100 м/с и таким образом снизить стоимость ветротурбины. При расчете опорной конструкции необходимо учитывать дополнительно к ветровой нагрузке влияние морских волн.

Необходимость усиления фундаментов для морских ветроагрегатов, защиты от воздействия соли и повышенной влажности, сложность в прокладке силового кабеля по морскому дну, создание причальных систем для обслуживания ветроустановок повышают капитальные затраты при их возведении. Определенная компенсация таких затрат может быть получена за счет увеличения единичной мощности ветротурбин. Эта тенденция заметна при анализе компоновки действующих и проектируемых шельфовых ВЭС (таблица 2.2) [48, 57].

В реализованных проектах глубина моря в местах установки ВЭС достигала 5–6 м, а удаление от берега составляло 3–6 км. Великобритания испытала ветровую турбину P =1, 4 МВт, заякоренную на плавучих бетонных оболочках в 15 км от берега на глубинах до 100 м.

Таблица 2.2

Место установки	Установленная мощность, МВт	Тип ветротурбины	Год пуска
Vindeby (Дания)	Действующие 5	5 BONUS 450 кВт	1991
Lely,Ijsselmeer (Нидерланды)	2	4Ned Wind 500 кВт	1994
Tuno Knob, Jutland (Дания)	5	10 Ves tas V39 500 кВт	1995
Drounten, Ijsselmeer (Нидерланды)	17	28 Nordtank 600 кВт	1997
Middelgrunden (Дания)	40	20 BONUS 2 МВт	2000

Эксплуатация ВЭС на шельфе выявила некоторые особенности этих станций. Так, 500-киловаттные ветротурбины Nedwind вырабатывают на 30% больше энергии по сравнению с такими же на суше. Почти аналогичное (на 40%) увеличение выработки электроэнергии предусмотрено в немецком проекте для ВЭУ GROVIAN мощностью 4,5 МВт, расположенной на глубинах до 20 м. Но в то же время отмечена более высокая — до 40% стоимость отпускаемой электроэнергии. В определенной степени удорожание объясняется высокой трудоемкостью технологии строительства фундаментов. Для каждой ветротурбины возводится 1000-тонный бетонный кессон, устанавливается на месте без крепления, затапливается и засыпается гравием. По способу британской фирмы Seacore установка башни ветроагрегата осуществляется проще и быстрее. В скальной породе дна бурится скважина диаметром 2,25 м и глубиной 10 м. Туда устанавливается труба диаметром 2,1 м, а кольцевое пространство заполняется бетонной смесью, затвердевающей в течение 12 часов. Фундаментная труба с фланцем возвышается над поверхностью моря на 10 м. Фланец предназначен для крепления башни ВЭУ.

Дания осуществляет строительство шельфовых ВЭС в Балтийском море. За 3–5 лет предполагается построить комплексы по 120–150 МВт, суммарной мощностью до 750 МВт, а к 2030 г. добавить еще 3300 МВт.

Гёрмания планирует за 5–7 лет построить в прибрежных водах Северного моря и на Балтике ВЭС до 2000 МВт установленной мощности. Ветротурбины будут размещаться на расстоянии 30–35 км от берега и на глубинах 10–28 м.

Намечено комплектовать будущие ВЭС уже разработанными фирмами Energiesysteme и Nordex ветроустановками мощностью 5 МВт.

Первый крупный проект в ветроэнергетике реализует Швеция, в которой по решению парламента все блоки АЭС должны быть выведены из эксплуатации к 2011 г. В соответствии с ним 37 ветроустановок единичной мощностью 1,5 МВт устанавливаются на гигантском мосту через пролив Эресунн от Дании до Швеции. Глубина моря в этом месте достигает 2–7 м.

Крупнейшая в Европе ВЭС, состоящая из 100 ветротурбин, которые образуют комплекс суммарной мощностью 300 МВт, выстраивается в провинции Северная Голландия (Нидерланды) по обе стороны дамбы длиной 30 км между заливами Эйселмер и Валдензе.

2.4.3. Гибридные ВЭС

Надежность энергоснабжения автономных потребителей (небольших населенных пунктов, удаленных крупных объектов и др.) гарантируется в том случае, когда ветроэнергетические установки дополняются устройствами, работающими от других источников энергии, и аккумулирующими системами.

В настоящее время наиболее широко распространены гибридные комплексы, в состав которых входит ветродизельная установка с аккумуляторной батареей. Такие системы могут использоваться на объектах, число которых на территории бывшего СССР составляет 10 тысяч.

Дизель-генераторная электростанция имеет свои недостатки, помимо необходимости снабжения топливом. В ее составе находятся как минимум три дизельных двигателя: работающий, резервный и ремонтируемый. Моторесурс современного дизеля достигает 5–8 тыс. часов работы, т.е. через год выбрасывается один двигатель.

Комбинация с ветротурбиной позволяет значительно сэкономить моторесурс двигателя и моторное топливо. Ветродизельные генераторы работают в последовательном, параллельном и параллельно-последовательном режимах в зависимости от наличия ветра.

Подобные гибридные станции часто применяются на островах. Например, Германия в 1988 г. пустила в действие систему из 2 ветродвигателей по 33 кВт каждый, дизель-генератора мощностью 85 кВт и аккумуляторной бата-

реи емкостью 100 кВт· ч. Гибридная станция снабжает электроэнергией 300 жителей ирландского острова Кейп.

Российская ветродизельная установка ВДУ 16/30 имеет ветродвигатель 30 кВт и дизель-генератор 25 кВт. Она позволяет экономить до 30 т топлива в год.

На Канарских островах успешно эксплуатируется комплекс из ВЭУ мощностью 225 кВт с асинхронным генератором и двух дизель-генераторных установок по 75 кВт с маховиками на валу в качестве аккумулирующей системы.

Совместное использование двух нетрадиционных источников энергии ветра и Солнца осуществлено в американской гибридной системе (рис. 2.12). Она прошла испытания в национальном центре ветроэнергетики в штате Колорадо (США). ВЭУ 1 вырабатывает электроэнергию для внешних потребителей и для осуществления термодинамического цикла паротурбинной установки, подавая ее в электрокотел 2. Там нагревается термостойкое масло и поступает в аккумулятор 3, из которого насосом 4 прокачивается через котел 5 с пароперегревателем 6 и подогреватель конденсата 7. Водяной пар служит рабочим телом в цикле паротурбинной установки Ренкина. Параллельно термостойкое масло из аккумулятора 3 перекачивается насосом 8 через параболоцилиндрический концентратор 9 модульной СЭС. Таким образом, гибридная система за счет солнечной энергии компенсирует отсутствие ветра и позволяет с помощью теплотехнических устройств использовать и аккумулировать избыточную ветровую энергию [58].

Оригинальный проект гибридного комплекса, в котором основную нагрузку в энергосистеме несет ВЭС, предложил Принстонский университет (США). По этому проекту крупная ВЭС мощностью 2000 МВт работает совместно с воздушно-аккумулирующей электростанцией. Комплекс, генерирующий электроэнергию, расположен на расстоянии 600 км от крупного потребителя. Эти два центра связаны линией электропередачи мощностью 2000 МВт с напряжением 500 кВ. Предусматриваются два варианта работы линии: с коэффициентами использования 34% и 95%. В первом случае требуется 8900 ВЭУ мощностью 225 кВт каждая, а во втором — 23000 ВЭУ этого же типа. Предполагается, что коэффициент использования воздушно-аккумулирующей электростанции составит 40–50%. Воздушно-аккумулирующая станция подобно подземным хранилищам природного газа накапливает сжатый воздух в порис-

тых грунтах на глубине 0,5–1 км. Проектная стоимость производства электроэнергии вполне приемлема — 4,8 цент./(кВт·ч)

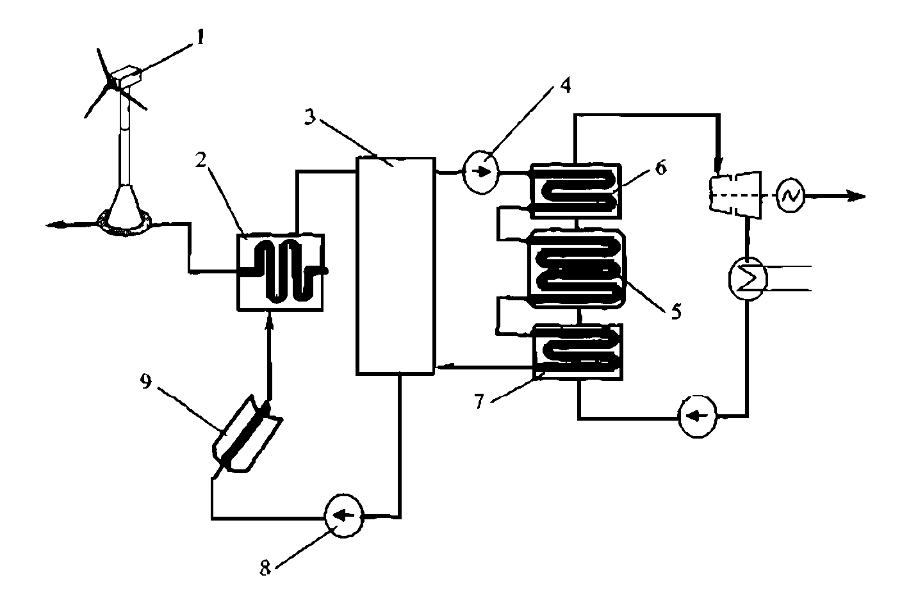


Рис. 2.12. Гибридная система ВЭУ — СЭС

В России действует гибридная установка мощностью 100 кВт, которая способна утилизировать энергию ветра, Солнца и биомассы. Энергия Солнца воспринимается гелионагревателем с площадью 48 м^2. Электроэнергия от ВЭУ частично поступает на биогазовый генератор, который при конверсии отходов животноводства вырабатывает газообразное топливо — биогаз и чистые органические удобрения. Нагретая вода из солнечного коллектора поступает на ферму.

Крупный проект гибридной ветро-солнечной системы установленной мощностью более 200 МВт может быть предложен для Калмыкии, богатой ветрами и солнечной энергией. Солнечную энергию предполагается преобразовать с помощью гелиокомплексов для нужд теплоснабжения.

Совместное использование двух ВЭС суммарной мощностью 100 МВт и ГЭС осуществлено в провинции Квебек (Канада). Работа двух возобновляемых источников энергии оказывается благоприятной по той причине, что в

этой провинции максимальное месячное потребление энергии приходится на зиму, а минимальное — на лето. Для ГЭС наибольший расход воды и, следовательно, выработка электроэнергии наблюдаются летом. Разбежку в спросе на гидроресурсы и их наличие можно компенсировать работой ВЭС. К тому же, прогнозирование стока реки сложнее, чем расчет выработки электроэнергии на ВЭС. Подключение ВЭС к сетям, снабжающим электроэнергией потребителей, в целом, повышает надежность энергосистемы [59].

2.4.4. Тропопаузные ВЭС

Ранее рассмотренные ветроэнергетические комплексы размещаются либо на суше, либо на небольших глубинах в прибрежных водах. Появились также проекты, в которых ветропреобразующие системы должны фиксироваться на значительной высоте над поверхностью земли.

Известно, что для большинства наземных ВЭУ предельные скорости ветра ограничены 27–30 м/с. При более высоких скоростях ветроагрегаты отключаются. Рабочие скорости значительно ниже — 7–13 м/с. Им соответствует невысокая удельная мощность воздушного потока 500–700 Вт/м^2. Отсюда необходимость создания ветроколес с длинными лопастями, достигающими 50–55 м. Изготовление еще больших лопастей ограничивается их прочностными характеристиками.

К проблеме можно подойти с другой стороны, увеличив скорость потока с помощью ускоряющих устройств — диффузоров. Они устанавливаются непосредственно перед рабочим колесом. Поток воздуха, проходя через диффузор, сжимается и ускоряется, что позволяет увеличить мощность ветротурбины. При этом усложняется конструкция ветроагрегата.

Высокоскоростные потоки встречаются и в естественных условиях. Так, на границе с тропосферой имеются зоны струйных течений. Ширина течений составляет 300–600 км. Они располагаются в умеренных широтах, например, в европейской части России на высоте 6–8 км в северных районах и 8–12 км над южными. Средние скорости ветра в струйных течениях колеблются от 18 до 25 м/с в северных зонах, и от 30 до 55 м/с на юге. Над Москвой, например, на высоте 8,6 км среднемноголетняя скорость в январе равна 47 м/с. Расчеты показывают, что струйные течения обладают значительными энергетическими запасами, а их удельная мощность в 20 и более раз превышает этот показатель

для приземных слоев. Подобное обстоятельство дает возможность резко повысить эффективность работы ветроагрегатов, радикально уменьшить их размеры и массу, сократить количество размещаемых ВЭУ.

Принципиальных технических препятствий при сооружении тропопаузных ВЭС не наблюдается. Ряд стран уже имеют проекты создания ВЭС для высотных слоев атмосферы. Один из советских вариантов (рис. 2.13) базируется на использовании аэростата 1 длиной 225 м и диаметром 50 м. Ветер обеспечивает самостоятельный подъем аэростата грузоподъемностью до 30 т. Ветродвигатели 2 с генераторами крепятся к платформе аэростата. При этом ветроколеса могут вращаться в разные стороны. На свободной поверхности аэростата предусмотрено размещение солнечных фотоэлектрических преобразователей, вырабатывающих дополнительную электроэнергию. Электроэнергия от ветрогенераторов и фотоэлектрических преобразователей 3 передается на Землю по кабелю 4, который одновременно выполняет функцию удерживающего троса. Мощность ВЭС порядка 1,5–2 МВт.

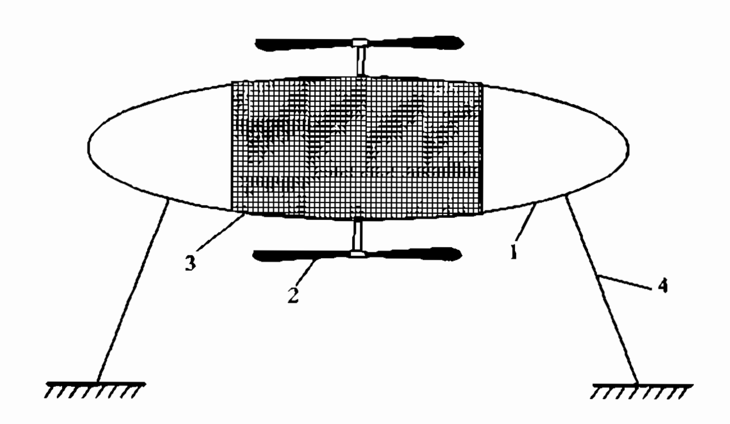


Рис. 2.13. Модель высотной ВЭУ

Детальный проект высотной ВЭС разработан в США. Несущими элементами служат баллоны, которые поднимаются вверх по принципу вертолета. При средней скорости потока 43 м/с четыре ветроагрегата с двухлопастными ветроколесами диаметром 6,4 м каждый развивают мощность 2 МВт. Минимальная скорость потока составляет 27 м/с. Конструкция массой 13,5 т удерживается на высоте 9 км.

В конце 80-х годов Австрия предложила собственный вариант тропопаузной ВЭС из 6 ветроагрегатов с суммарной установленной мощностью 2 МВт. Ориентация несущего аэростата в потоке, автоматический подъем и спуск всей конструкции осуществляется с помощью лебедки, размещенной на поворотной платформе. Предполагают, что стоимость вырабатываемой электроэнергии не превысит 0,09 долл./(кВт·ч).

Существуют проработки более мощных — до 25 МВт высотных ВЭУ и размером ветроколеса около 40 м. В Австралии прорабатывается проект опытной ВЭС мощностью 500 МВт, которая располагается на высоте 11 км. Для всех проектов характерно, что масса установок сокращается в десятки раз по сравнению с наземными.

2.4.5. Парусное оснащение судов

Используемый с древних времен на морях и океанах движитель — парус постепенно возвращается вновь на морские суда. Парусное оснащение имеется не только на спортивных, прогулочных и учебных судах. Оно установлено на крупных пассажирских лайнерах американской туристической фирмы. Два корабля, рассчитанные на 225 пассажиров каждый, имеющие по 4 мачты с парусами, построены в Гавре. Управляет парусами оператор с помощью автоматических устройств и компьютера. Исследовательское судно известного французского ученого Ива Кусто было снабжено двигателем и системой разворачивающихся парусов.

Первыми вернули паруса на современное крупнотоннажное судно водоизмещением 26 тыс. т японские судостроители. Парусное оснащение выполнено из твердого упругого материала. Управляющий микропроцессор с помощью датчиков учитывает не только силу ветра и его направление, но и скорость судна, а также режим работы главной двигательной установки. Это судно при одновременном выходе из порта к берегам США вместе с двумя обычными сухогрузами затратило на весь путь, проходящий через штормовые районы, 15 суток, а остальные — 40.

Британские специалисты серьезно заняты возвращением паруса в торговый флот. По их оценкам, применение парусов может сократить расход моторного топлива на одном дизельэлектроходе до 20%.

2.5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

2.5.1. Эксплуатационные характеристики ВЭУ

Широкое внедрение ветроагрегатов и длительный опыт их эксплуатации дают возможность определить основные эксплуатационные показатели — коэффициент использования установленной мощности и удельную годовую выработку, под которой подразумевают отношение вырабатываемой за год электроэнергии к площади ометаемой поверхности.

Датские ветротурбины выпуска начала 90-х годов характеризуются коэффициентом использования установленной мощности порядка 0,2–0,3. Лучшие ветротурбины имеют более высокий коэффициент — до 0,4–0,5. Для сравнения, этот коэффициент для тепловых станций — 0,65–0,7, для атомных станций –0,7–0,8, а для ГЭС — 0,3–0,45.

Американские ветроэлектрические станции в 1995 г. имели средний коэффициент использования установленной мощности 0,21. Для различных крупнейших ВЭС значения этого показателя лежат в пределах 0,18–0,29.

Показатель удельной годовой выработки электроэнергии на единицу площади ометаемой поверхности характеризует условия работы ветроагрегата, степень его совершенства. Эта характеристика помогает покупателю сориентироваться в возможностях приобретаемой ветротурбины.

Повышение эффективности работы ветроустановок среднего класса мощностью 250–500 кВт с течением времени можно проследить на рис. 2.14.

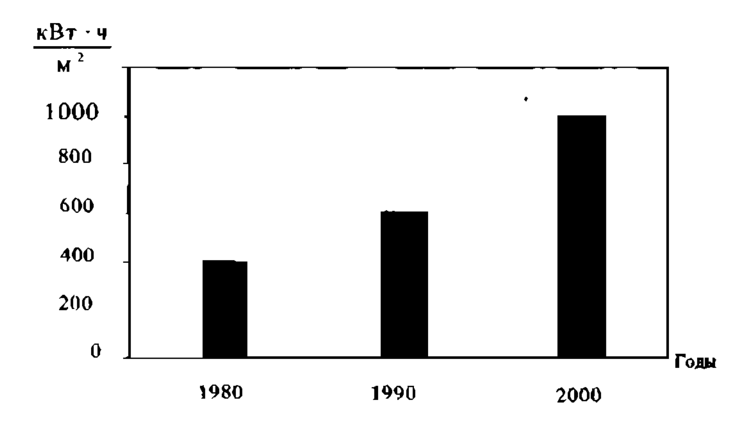


Рис. 2.14. Рост удельной выработки электроэнергии

Сравнение показывает, что современная ветротурбина способна выработать энергии в 2,5 раза больше, чем ее предшественница в 1980 г. Анализ имеющихся данных позволяет выявить еще одну тенденцию: рост удельной выработки электроэнергии в значительной степени зависит от установленной мощности. Так, ветроагрегат с установленной мощностью 1,5 МВт может иметь удельный показатель на 50–60% более высокий, чем 500-киловаттная ветротурбина. Это одно из объяснений тенденции к постепенному внедрению все более мощных машин. Кстати, один из проектов программы Европейского Союза THERMIE предусматривает увеличение диаметра стандартной ветротурбины NEG-MICON мощностью 1 МВт с 53 до 60 м, чтобы повысить выработку энергии на 22% при размещении в местах с невысокой скоростью ветра.

Надежность ветроагрегатов. В середине 90-х годов аварийность ветротурбин была значительно ниже по сравнению с турбинами первых поколений, но оставалась довольно высокой — одна-две остановки в год каждой турбины. Сравнение надежности компонентов ветроустановки свидетельствует, что самым уязвимым оказывается ротор, состоящий из лопастей, оголовка и подшипников. Число его поломок составляет 26%. Случаи поломки башни оцениваются величиной 21%. Надежность остальных компонентов — трансмиссии (редуктора, муфты, тормозов), электрической части и системы управления (генератора, выключателей и т.д.) характеризуется почти одинаковыми показателями 21 и 20%. Следует отметить, что существует возможность достаточно быстрой замены или ремонта элементов ветротурбины.

2.5.2. Экономические показатели ветроэнергетики

О масштабах развития отраслей промышленности, связанных с ветроэнергетикой, свидетельствует тот факт, что мировое производство оборудования для ветроэлектрических станций в 1996 г. оценивалось в сумме 1 млрд долларов США, а в 1998 г. эта цифра почти удвоилась. В Германии в 2002 г. оборот в этой отрасли превысил 3,5 млрд. евро.

Сравнение экономической эффективности ветроэнергетических установок с традиционными системами генерирования электроэнергии можно провести по двум показателям: удельным капитальным вложениям на 1 кВт установленной мощности и стоимости вырабатываемой электроэнергии.

Динамика изменения обоих показателей представлена на графиках (рис. 2.15).

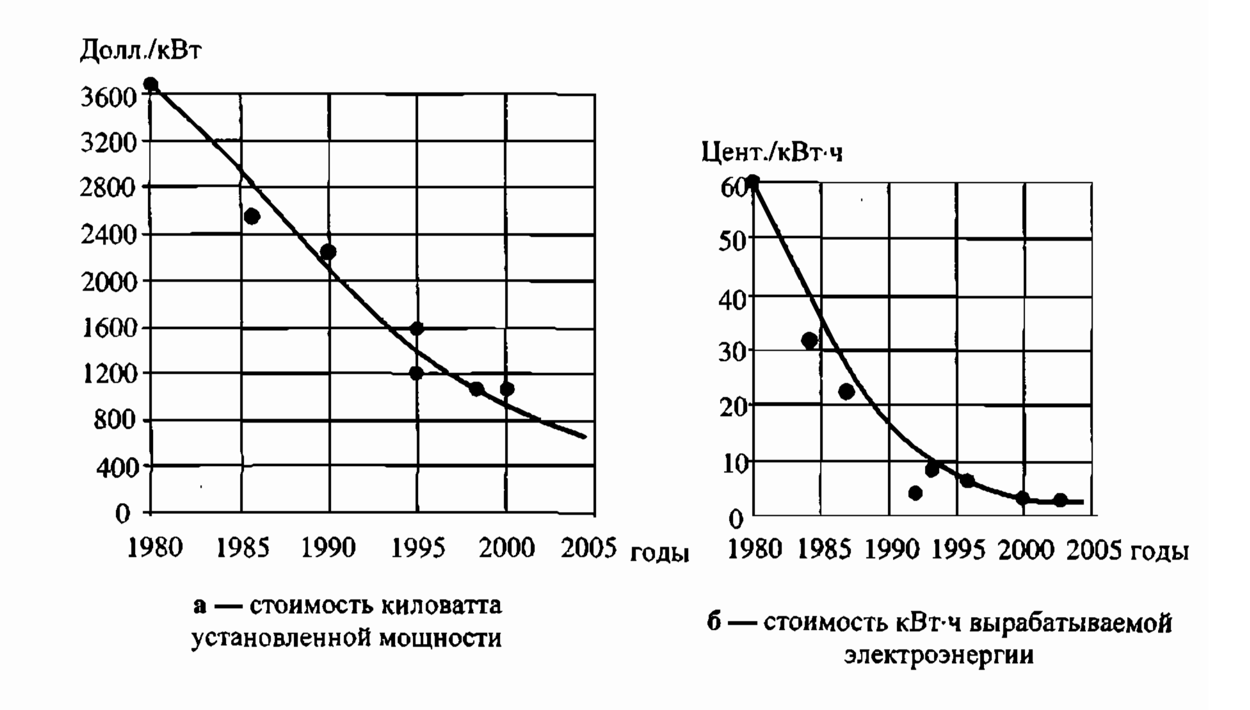


Рис. 2.15. Экономические характеристики работы ВЭУ

Из графика (рис. 2.15, а) следует, что в течение 20 лет удельные капитальные затраты снизились более, чем в 4 раза. Необходимо иметь в виду, что на ранней стадии развития ветроэнергетики устанавливались в основном ветротурбины в 50–60 кВт, а в настоящее время серийно выпускаются машины мегаваттного класса мощностью 700–1500кВт. Удельная стоимость возведения малых и больших ВЭУ неодинакова. Проведенные исследования показывают, что удельные затраты на возведение малых до 10–15 кВт ветроагрегатов могут в 2–3 раза превосходить таковые для установок мегаваттного класса. Сообщения в специальных журналах последних лет свидетельствуют о достижении уровня 800–900 долл./кВт установленной мощности для крупных ветротурбин. Тенденция снижения капитальных затрат с ростом установленной мощности ветроагрегата справедлива и в пределах мегаваттных установок. Например, переход от ВЭУ мощностью 1 МВт к мощности 1,5 МВт снижает капиталовложения на 10%. Что касается ВЭС в прибрежных водах, то в начале 90-х годов удельные затраты при их возведении были почти в 2 раза выше по сравнению с обычными береговыми ветростанциями. Сейчас это превышение находится на уровне 40–50%.

За двадцатилетний период с 1980 г. достигнуто 8-кратное снижение средней стоимости одного киловатт-часа электроэнергии. (рис. 2.15, б). Оно объясняется разными причинами. Среди них совершенствование конструкции ветротурбин и, соответственно, уменьшение стоимости их обслуживания, более чем десятикратное увеличение средней мощности агрегатов, из которых компонуются ВЭС, тарифная политика правительств по отношению к продукции нетрадиционных источников энергии, расчетный срок эксплуатации ветроустановок. Очень важным фактором, определяющим стоимость вырабатываемой электроэнергии, является скорость ветра. Например, при работе средней мощности ВЭС в районе, где средняя скорость на уровне втулки ротора ветроколеса 10 м/с, стоимость произведенной электроэнергии достигает 3 цент./(кВт·ч). Размещение подобной ВЭС на территории с меньшим ветропотенциалом (скорость 5 м/с) приведет к увеличению стоимости 1 кВт·ч до 9 центов.

На тепловых электростанциях удельные капиталовложения оцениваются в 500–800 долл./кВт для комбинированных парогазовых циклов и в 1250–1400 долл./кВт — на угольных. Стоимость вырабатываемой электроэнергии соот-

ветственно более 3–4 цент./(кВт·ч) и 3,5–5,1 цент./(кВт·ч). На атомных станциях капитальные затраты достигают 1200–2000 долл./кВт, а стоимость электроэнергии колеблется в пределах 3–9 цент./(кВт·ч).

Сопоставление приведенных данных показывает, что стоимость электроэнергии, генерируемой ветроагрегатами, близка, а иногда и ниже стоимости электроэнергии на обычных тепловых электростанциях даже в условиях относительно низкого коэффициента использования установленной мощности.

2.6. Экологические аспекты строительства ВЭУ

Экологические аспекты использования энергии ветра приобретают большое значение особенно потому, что в некоторых странах атомная энергетика запрещена в законодательном порядке, например, в Дании. Швеция должна по решению парламента вывести из эксплуатации все атомные электрические блоки в первом десятилетии XXI века. Под давлением общественности правительство Германии отказалось вводить в строй новые АЭС.

Исследования показывают, что ветроэнергетика в наименьшей степени влияет на почву и качество воды. Проведенный Американской ветроэнергетической ассоциацией в 1992 г. анализ позволяет оценить воздействие на землю и воду различных энергетических установок (в центах на 1 кВт·ч выработанной энергии в ценах 1990 г.):

пылеугольные со сжиганием угля в кипящем слое, новые гидроустановки	— 0,2
системы сжигания городского мусора, существующие ТЭС, геотермальные установки, ГТУ, комбинированные парогазовые циклы, биомассовые, солнечные установки	— 0,1
ветроустановки	— 0,05

Ясно, что в условиях других стран можно получить иные данные, но эти цифры достаточно характерны.

Наиболее благоприятный экологический эффект ветротурбин заключается в том, что они не выбрасывают загрязнений в атмосферу и не создают опасных отходов. Кроме того, по окончании эксплуатации ветроагрегаты легко демонтируются и утилизируются, а земля полностью рекультивируется. По оценке специалистов Великобритании, единица энергии, вырабатываемой

ВЭУ, предотвращает выброс 0,6–1 кг диоксида углерода CO_2 в атмосферу. Так, ВЭУ мощностью 100 кВт исключает выброс 1 т сероводорода H_2S, 167 т диоксида углерода CO_2, значительного количества пыли.

В Германии комплекс ветротурбин суммарной мощностью 12,4 МВт вырабатывает ежегодно 26,5 млн кВт.ч электроэнергии. При той же выработке на ТЭС в атмосферу могло бы попасть: 1177 т SO_2, 2858 т CO_2, много пыли и других загрязнений. В целом, уже действующие ВЭС на территории стран Европейского Союза (P = 4425 МВт) позволяют предотвратить ежегодно выброс 7800000 т CO_2, 26000 т SO_2 и 22500 т NO_x.

К числу недостатков, присущих ветроэнергетическим станциям, относят большие территории, которые они занимают — порядка 8–10 га на 1 МВт установленной мощности. Собственно фундаменты под дороги ВЭУ занимают только 2% этой площади. Поэтому в Англии, Канаде, Германии и других странах остальная земля используется как пастбище для овец и для возделывания сельскохозяйственных культур.

На начальной стадии эксплуатации ветроэлектрические установки вызывали отрицательное отношение населения из-за неблагоприятного функционального, социального и эстетического воздействия на окружающую среду. Они создавали электромагнитные помехи при приеме теле- и радиопередающей станции. Кроме того, ветроколеса диаметром более 10 м при вращении генерируют инфразвуковые колебания, которые не воспринимаются на слух, но оказывают вредное угнетающее психологическое воздействие на организм человека и на животных.

Влияние указанных факторов можно значительно уменьшить при тщательном изучении мест предполагаемого строительства ВЭУ и с помощью технических мер. Например, помехи при приеме телепередач устраняются путем использования недорогих направленных передатчиков и приемников.

В результате принятых мер современные ветротурбины являются достаточно тихими объектами, и шум перестал быть проблемой. Некоторые страны законодательным порядком регламентируют размещение ветротурбин поблизости от домов, дорог, аэропортов и других объектов.

При создании ВЭС необходимо тщательно прорабатывать вопрос взаимного размещения отдельных ветротурбин. Когда расстояние между ВЭУ меньше 8–10 диаметров ветроколеса, возникает значительное ослабление вет-

рового потока. Оно может проявиться в нежелательном влиянии на климат региона из-за ухудшения частоты смены воздуха в промышленных районах.

Снижение уровня шума и вибрации при работе ветроагрегата достигается совершенствованием его конструкции, уменьшением скорости вращения ветроколеса, тщательной обработкой лопастей, применением эластомерных прокладок между поворотной гондолой и башней.

Некоторые ветротурбины мощностью более 1 МВт, выпускаемые в Германии, имеют литые конструкции из модифицированного чугуна (опорная рама с подшипниковыми кронштейнами), который обладает высокими демпфирующими свойствами по отношению к механическим и акустическим нагрузкам.

Безредукторная конструкция ветротурбины с многополюсным синхронным генератором уменьшает скорость вращения вала генератора и резко понижает уровень шума. Так, немецкие ВЭУ ENERCON-40, ENERCON-60 характеризуются уровнем шума, который в 3–3,5 раза меньше, чем на обычных установках.

В земле Северный Рейн-Вестфалия (Германия) предельно допустимый шум ветротурбин ограничен уровнем 35 дБ для установок мощность более 500 кВт. Поэтому они не должны располагаться ближе 950 м от жилых строений. Предусматривается даже остановка ВЭУ в ночное время при больших скоростях ветра, если уровень шума от ветротурбины превышает 40 дБ.

Экологи высказывали опасения, что в районах размещения ВЭС будет гибнуть много птиц при столкновении с вращающимися лопастями. Однако серия исследований, проведенных в Дании и Соединенных Штатах, показала, что в десятки и сотни раз больше птиц погибает от столкновений с движущимися автомобилями, на линиях электропередачи и от охотников. При проектировании мест размещения ВЭС все-таки следует учитывать пути миграции птиц.

ГЛАВА 3
БИОМАССА КАК ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

3.1. Источники происхождения биомассы

Человек издавна пользовался теплотой, которая выделяется при сжигании растений, для приготовления пищи и обогрева жилья. Позже он научился добывать уголь, нефть, газ, т.е. ископаемые энергоресурсы органического происхождения, сформировавшиеся в течение десятков миллионов лет. В настоящее время они постепенно расходуются без восстановления.

Термин биомасса стал применяться в последние десятилетия. Под ним подразумевают все возобновляющиеся органические вещества растительного и животного происхождения. Возобновление органического вещества в растениях обеспечивается путем фотосинтеза. При этом энергия фотонов солнечного света преобразуется в энергию возбужденных состояний электронов пигмента за счет электромагнитных процессов, а в итоге энергия аккумулируется в химических соединениях. В этих процессах не выполняется механическая работа, а только происходит перегруппировка электронных состояний, в результате чего создаются энергоемкие органические вещества. Связанная химическая энергия может быть выделена при использовании различных термо- и биохимических процессов.

По существующим оценкам, энергосодержание ежегодного прироста биомассы на земле эквивалентно $3 \cdot 10^{21}$ Дж, что в 10 раз превышает годовое потребление энергии человечеством.

На территории Республики Беларусь практически реализуемый энергетический потенциал биомассы, включая отходы при лесозаготовках, в животноводстве и растениеводстве, составляет 3,5 млн т у.т./год [43]. Но отдельные

европейские страны значительно превышают этот уровень. Например, Дания, обеспечивает 5% энергобаланса за счет биомассы, и в перспективе намечено довести ее использование до 15%. Австрия, имеющая большие площади лесов, покрывает 26,7% энергобаланса, применяя биомассу. В Финляндии и Швеции 19% от общего потребления первичной энергии приходится на биомассу.

Основная часть биомассы формируется в лесах — до 68%, культивируемые сельскохозяйственные площади обеспечивают еще 8%.

Во всем мире биомасса удовлетворяет 14% потребляемой энергии. Ее доля в энергобалансе различных стран неодинакова. На развитые страны приходится всего 3%. Европейская ассоциация по использованию биомассы AEBIOM предлагает заменить обычное топливо ТЭС биомассой, увеличив ее использование с 74 млн т в 1995 г. до 182 млн т к 2010 г. В развивающихся государствах биомасса обеспечивает в среднем 14% энергопотребления. Ряд стран Африки используют 80–95% биомассы в качестве энергоносителя. В Латинской Америке доля биомассы в виде топлива достигает 30–40%, в Индии — 50% и т.д.

Различают первичную и вторичную биомассу. К первичной относятся растения, животные, микроорганизмы и т.д. Вторичная включает в себя отходы при переработке первичной биомассы и продукты жизнедеятельности человека и животных. Таким же образом на первичные и вторичные подразделяются отходы. В состав первичных включаются отходы первичной биомассы (отходы сахарного тростника, стебли кукурузы, солома, ботва, опилки, щепа, пни деревьев, спиртовая барда и т.д.). Вторичные состоят из продуктов физиологического обмена животных и человека.

Рассмотрим источники формирования биомассы. Продукты леса, которые можно безболезненно использовать в качестве биотоплива, состоят из погибших деревьев, отбраковки, отходов при заготовке. В биомассе отходов древесины содержится большое количество влаги до 50%. В процессе воздушной сушки содержание влаги снижается до 20%. Древесные отходы имеют небольшое количество золы — 0,5–1,0%., в коре ее больше — 2–10%. Содержание азота до 1,5% и серы — 0,1%, т.е. значительно ниже, чем в каменном угле. Теплота сгорания отходов лесозаготовки составляет 18000–19000 кДж/кг, а отходы древесины (горбыль, кора) выделяют при сгорании 19000–22000 кДж/кг.

Сплошная вырубка леса около населенных пунктов приводит к обезлесиванию, которое затем трудно преодолеть. Такая картина наблюдается в тропической зоне Латинской Америки, Африки, в некоторых странах Юго-Восточной Азии.

Вырубанию лесов есть альтернатива — лесные энергетические хозяйства. Для таких хозяйств отводятся специальные участки. На них плотнее, чем обычно, высаживаются саженцы быстрорастущих пород деревьев: тополя осинообразного, сосны ладанной, ивы, черной псевдоакации, ореха, эвкалипта и других. Выбор породы зависит от климатической зоны. В течение 5–6 лет осуществляется интенсивное выращивание деревьев с применением полива и внесением удобрений.

Выросшие деревья убираются, перерабатываются на щепу и подвергаются дальнейшей термохимический обработке. Прирост биомассы в 4–6 раз превышает тот, который происходит в обычных лесах. Эксплуатация подобных хозяйств в США доказала их эффективность, достигающую 90–95%. В середине 80-х годов проектировалось отвести под лесоводческие энергетические хозяйства более 20 тыс. га. Страны Европейского Союза располагают 20 млн гектаров сельскохозяйственных площадей, которые могут быть заняты подобными плантациями в связи с достигнутой высокой урожайностью продовольственных культур и сокращением площадей под ними.

В Швеции энергетические посадки ивовых деревьев организованы на 16 тыс. га болотных земель. Уборка ежегодного прироста древесины осуществляется в зимнее время комбайнами, когда болота замерзают. Посадка ивы на площади 324 га с целью получения биомассы осуществлена в Великобритании в графстве Северный Йоркшир. Убранная биомасса служит топливом на ТЭС мощностью 10 МВт. Культивация ивы обусловлена тем, что при ее обрезке невысоко от земли растение начинает сильно куститься, давая большой прирост биомассы. В Германии для производства биотоплива убирают камыш, урожайность которого достигает 40 т/га.

Важным источником биомассы является трава. Она произрастает на территории, сопоставимой с той, которую занимают на планете леса. Здесь также возможно культивировать быстрорастущие сорта (слоновая трава, камыш).

Злаковые растения, включая хлебные злаки, кукурузу, сладкое сорго и их отходы в виде соломы, стеблей, шелухи, уже в настоящее время имеют огром-

ное энергетическое значение. США, например, располагают 240 млн т сухих остатков, Россия — 100 млн т, которые пригодны для переработки. По оценкам, европейские страны способны выделить до 10 млн т зерна для энергетических целей.

Безусловно, следует использовать сельхозпродукцию не в ущерб выпуску продуктов питания.

Большие возможности имеет сахарная промышленность для поставки энергетического сырья. Сюда входят и первичная биомасса в виде сахарного тростника, свеклы, и вторичная, т.е. обрезки, отжимки, патока. Европейские страны имеют возможность выделить до 20 млн т сахарной свеклы для энергетической конверсии.

Отходы животноводства и птицеводства также представляют значительную долю энергетической биомассы. Их количество в России составляет 150 млн т в год, на Украине — 60 млн т в год, в США — до 1/4 всего объема органических отходов, т.е. 250 млн т. Количество отходов животноводства и птицеводства в РБ эквивалентно 0,9 Мт н.э. Если эти отходы не подвергать энергетической конверсии, то их накопление и хранение представляет серьезную экологическую угрозу. В Республике Беларусь уже бывали случаи прорыва отходов из хранилищ и загрязнения близлежащих рек и водоемов.

Твердые бытовые отходы городов образуются в расчете 0,5–1 кг в сутки на одного жителя. В США ежегодно накапливается 250 млн т, в России — 60 млн т, на Украине — до 13 млн т, в Республике Беларусь — 1,75 млн т. Их переработка важна не только с энергетической, но и с экологической точки зрения.

Перспективны запасы биомассы, формируемой в мировом океане в виде водорослей.

Энергия, аккумулированная в первичной и вторичной биомассе, конвертируется в удобные для применения виды топлива с помощью различных технологий термохимическими, биохимическими и агрохимическими методами. Отходы различных технологических процессов вновь используются для выращивания биомассы.

Общая схема переработки биомассы в биотопливо и другие продукты изображена на рис. 3.1 [38].

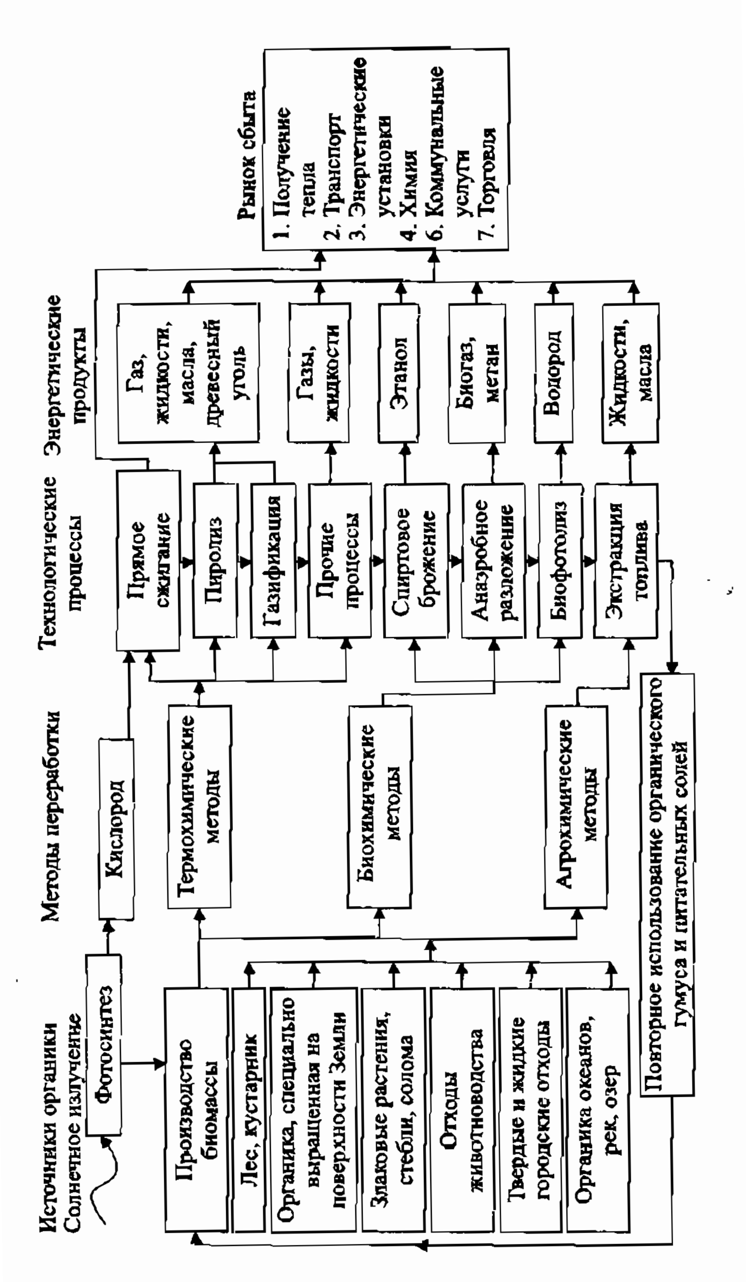


Рис. 3.1. *Схема получения биотоплива*

3.2. Методы конверсии биомассы

3.2.1. Термохимические методы

Прямое сжигание. Древнейший способ получения теплоты для приготовления пищи и обогрева жилья — сжигание биомассы. Почти 2,5 млрд человек до сих пор используют древесину, высушенный навоз и другое биотопливо в этих целях. Однако дровяной очаг малоэффективен и имеет КПД 14–15%. Поэтому повышение эффективности процесса сжигания до 35–50% с применением более совершенных устройств сокращает потребность в исходном топливе до 3 раз.

Простейшее устройство — закрытая кухонная печь с регулируемым с помощью заслонки расходом воздуха и вытяжной трубой — повышает КПД до 20–25%. Модернизированная установка с принудительным дутьем от вентилятора и обращенным процессом горения характеризуется КПД, равным 50% (рис. 3.2).

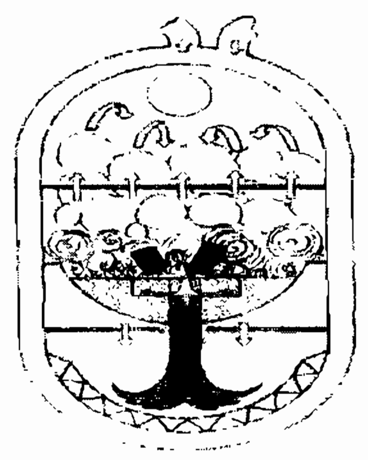


Рис. 3.2. Усовершенствованный котельный агрегат

Одна из российских инженерных фирм «Георгий» в рамках федеральной целевой программы «Энергосбережение России» разработала мобильную тепловую станцию «Емеля» (рис. 3.3) с тепловой мощностью от 50 до 600 кВт и КПД — 85–90%. Топливом для установки служат дрова, уголь, опилки и обрезки пиломатериалов, растительные остатки, имеющие высокую влажность — до 50%. Станция предназначена для воздушного отопления бытовых

и производственных помещений и сушки пиломатериалов, зерна, семян, сена и т.д. Особенностью станции является камера дожига, в которой дожигают оксид углерода СО [70].

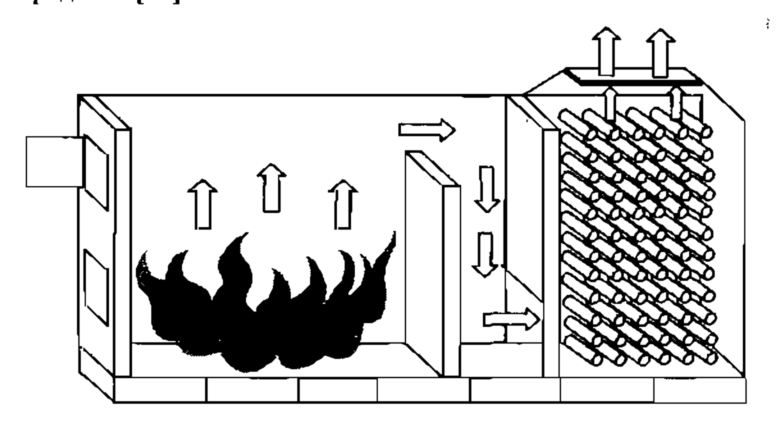


Рис. 3.3. Мобильная тепловая станция

Биомасса сжигается не только в бытовых устройствах. К настоящему времени разработаны эффективные методы ее использования в качестве топлива на электростанциях мощностью от нескольких мегаватт (5 МВт) до сотен мегаватт и в небольших котельных, обеспечивающих мощность 5–30 МВт, подогревающих воду в районных тепловых сетях западных европейских городов.

Среди источников биомассы указывалось на солому злаковых растений, которая во многих странах остается неиспользованной в больших количествах. Программа «Датская энергетика» предусматривала вовлечение соломы и отходов деревообработки в виде щепы и опилок в производство электроэнергии путем комбинированного сжигания традиционного топлива и биомассы в специально разработанных котельных агрегатах. Дания преуспела в этом направлении первой из европейских стран. Одна из датских компаний ELSAMPROJEKT создала схему паротурбинной установки, предназначенной для параллельной работы котлов, сжигающих уголь, солому и опилки (рис. 3.4). Подача каждого вида топлива в соответствующий котел организована отдельно. На схеме (рис. 3.4) в котле 4 сжигается солома (Б), а водяной пар перегревается до 470°С. Затем на стадии В в котле 5 сжигаются опилки, а перегрев пара увеличивается до 542°С. Двухстадийная технология сжигания биомассы применена для того, чтобы избежать

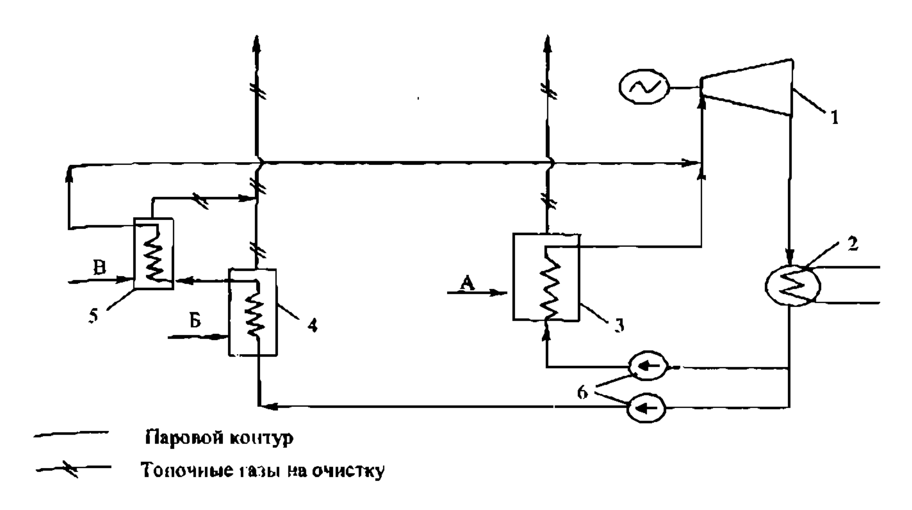


Рис. 3.4. Схема ТЭЦ с параллельной работой угольного и биотопливных котлов

высокотемпературной коррозии конвективных поверхностей котла, которая возникает под воздействием продуктов сгорания некоторых видов соломы. В котле 3 контура А сжигается уголь. Циркуляционные насосы 6 подают воду в котлы. Водяной пар поступает в турбину 1 и конденсируется в конденсаторе 2. Продукты сгорания топлива подвергаются очистке. Котлы на биотопливе и угле имеют мощность по 80 МВт. Использование биомассы сокращает расход угля на 80 тыс. т в год и в 2 раза уменьшает эмиссию CO_2 в атмосферу. Тепловые электростанции и котельные централизованных теплосетей Дании вместе с небольшими частными котельными ежегодно сжигают 930 тыс. т соломы, 300 тыс. т древесных опилок и 150 тыс. т древесных гранул.

Датский опыт прямого сжигания соломы использован в Великобритании при строительстве крупнейшей электростанции мощностью 36 МВт. ТЭС потребляет ежегодно 200 000 т соломы.

Необычное топливо используется в итальянской ТЭЦ мощностью 9,8 МВт, построенной в соответствии с программой THERMIE. В котле с подвижной решеткой сжигается скорлупа лесных орехов, косточки оливков, сосновые шишки, скорлупа миндаля и древесная щепа. Годовая потребность в топливе — 70000 т. Парогенератор достаточно эффективен при КПД 94%. Электроэнергия поступает в национальную электросеть, а избыточная теплота — в местную промышленность и на нужды сельского хозяйства.

Широкое применение на огневых установках получила биомасса в виде древесных пеллет (брикетов). Большой спрос объясняется тем, что процесс горения подобного топлива легко автоматизировать. Брикеты изготавливают из древесной щепы, опилок или соломы с добавлением мелассы и каолина, предотвращающего прилипание золы. Насыпная масса составляет 280–300 кг/м^3, теплота сгорания равна 8300–9000 кДж/кг. Опыт США, Швеции, Германии показывает, что стоимость древесных таблеток постоянно снижается.

Австрия к концу 90-годов эксплуатировала более 23 тыс. установок, сжигающих брикетированные древесные отходы, суммарной мощностью 2218 МВт. Кроме того, системы с установленной мощностью 108 МВт обеспечивали потребности централизованных тепловых сетей. Отмечается существенное — в 2 раза — повышение КПД водогрейных котлов за последние 20 лет.

В некоторых случаях в топках котлов древесные брикеты сжигают совместно с мазутом. Так, шведская ТЭЦ Hasslby (в Стокгольме) применяет комбинированное топливо — 50% биомассы и 50% мазута при ежегодной выработке 1200 Гвт · ч. Еще одна ТЭЦ EMA-KRAFT (г. Enkoping) на таком топливе имеет мощность 230 МВт, вырабатывая теплоту и электричество.

Более 230 котлов на ТЭС Финляндии применяют биомассу совместно с торфом или углем. Источником биомассы служат древесные опилки, стружка и кора. Отходы древесины и ее переработки в виде опилок, коры, щепы содержат большое количество летучих веществ при низкой концентрации серы. Особенностью этого топлива является высокое содержание щелочных металлов, соединения которых при сжигании испаряются, а впоследствии конденсируются и вступают в реакцию с другими компонентами. Это взаимодействие сопровождается спеканием, шлакованием и появлением отложений на поверхностях теплообмена. Наличие хлора в траве, соломе, иголках и коре хвойных пород деревьев вызывает высокотемпературную коррозию. В котлах, утилизирующих биотопливо, принимаются специальные меры защиты.

Некоторые финские ТЭЦ оснащены сушилками с кипящим слоем для подсушки биомассы перед сжиганием. Эта операция повышает тепловую мощность ТЭЦ. Сжигание опилок, древесной щепы и торфа осуществляется в американских котлах с кипящим слоем. При появлении признаков загрязнения поверхности нагрева котла увеличивается доля торфа в составе топлива и решается проблема отложений.

Финская компания Sermet Ltd разработала двухкамерную технологию сжигания биомассы влажностью до 65% без предварительной сушки в блочных котельных мощностью до 30 МВт. Котельная вступает в действие через 4–5 недель после доставки.

Особенностью конструкции являются вращающиеся секции решетки в первой камере 1 (рис. 3.5). При их вращении биотопливо подается шнековым питателем 2, расположенным под решеткой, на центральную часть решетки. Процесс подачи организован так, что сырой материал не смешивается с уже высушенным или горячим топливом. Это обеспечивается вращением секций. Поступившая биомасса нагревается, быстро высушивается и загорается. Первичный воздух для горения подается снизу через секции решетки. Для полного сгорания в первую камеру через отверстия в стене подается вторичный воздух. Чтобы не охлаждать камеру подаваемым воздухом и поддерживать высокую скорость горения, количество отверстий для воздуха в решетке минимально. Компания Sermet Ltd гарантирует тепловой КПД котла более 85%. Продукты сгорания из первой камеры попадают во вторую 3, где расположены экранные трубы 4, затем дымовые газы через очистное устройство 5 подаются в дымовую трубу 6, а зола конвейером 7 удаляется из первичной камеры [72].

На некоторых английских электростанциях топливом являются солома и опилки, пропитанные куриным пометом.

Изношенные шины также служат топливом на электростанциях. В США работают до двух десятков электростанций мощностью 15–30 МВт, утилизирующих цельные шины, которых накопилось 4 млрд штук Италия запланировала построить 20–30 котельных для сжигания шин и выработки тепла. Энергоустановки на этом топливе обеспечат в Англии мощность 100 МВт.

В Республике Беларусь количество изношенных шин составляет 25000 т в год. Имеется проект их сжигания в печах на Волковысском цементном заводе.

Прямое сжигание биотоплива в энергетике США применяется на электростанциях мощностью 20–50 МВт. Местное топливо состоит на 80% из древесины от санитарных рубок и отходов лесозаготовок, а на 20% — из отходов переработки древесины. Твердые бытовые отходы также сжигаются в котлах ТЭС с топками, имеющими подвижные решетки. Эти станции оснащены развитыми системами очистки и контроля газа. Отделенная от металла зола применяется в дорожном строительстве.

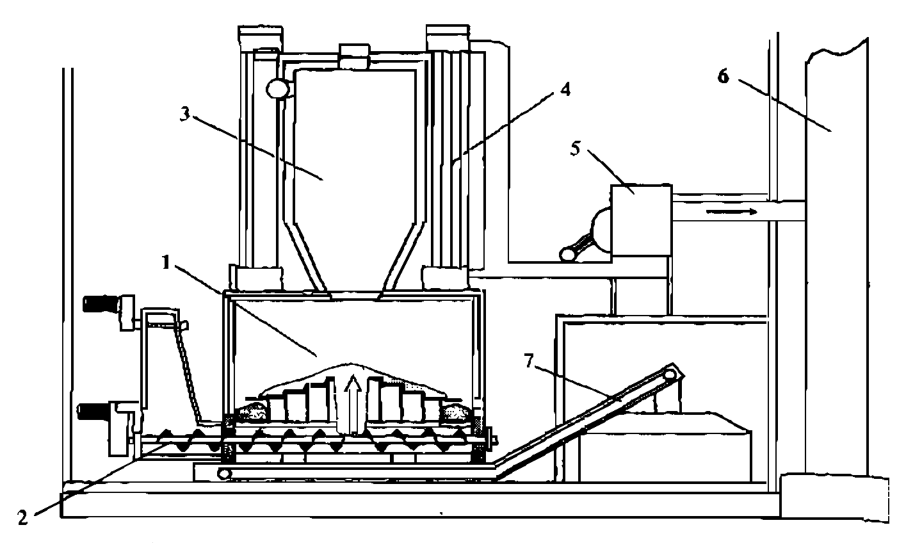


Рис. 3.5. Установка для сжигания биомассы с высокой влажностью

Пиролиз. Термическое разложение биомассы в процессе ее нагрева бе кислорода или частичное сжигание при малом количестве кислорода называ ют пиролизом. Сырьем в этом процессе служит древесина, отходы при пере работке древесины, твердые бытовые отходы, уголь, подсушенный навоз.

Перед загрузкой в пиролизную установку биомасса подвергается сорти ровке для удаления негорючих примесей, подсушиванию и измельчению.

Процесс проводится в несколько стадий: при температурах 100–120°(поступающий материал прогревается и освобождается от влаги; при темпера туре 275°С извлекаются уксусная кислота, метанол, выделяются азот, моноок сид углерода и диоксид углерода.

Первые две стадии требуют подвода теплоты извне. Далее следуют экзо термические реакции: в диапазоне температур 280–350°С выделяются летучи химические вещества типа фенолов, эфиров, производится древесный уголь свыше 350°С выделяются все типы оставшихся летучих соединений, возраста ет содержание водорода и метана, остается углистое вещество — древесны уголь с большим содержанием минеральных соединений. Схемы пиролиза наружным обогревом реактора и с перемешиваемым слоем при внутренне нагреве изображены на рис. 3.6, а, б.

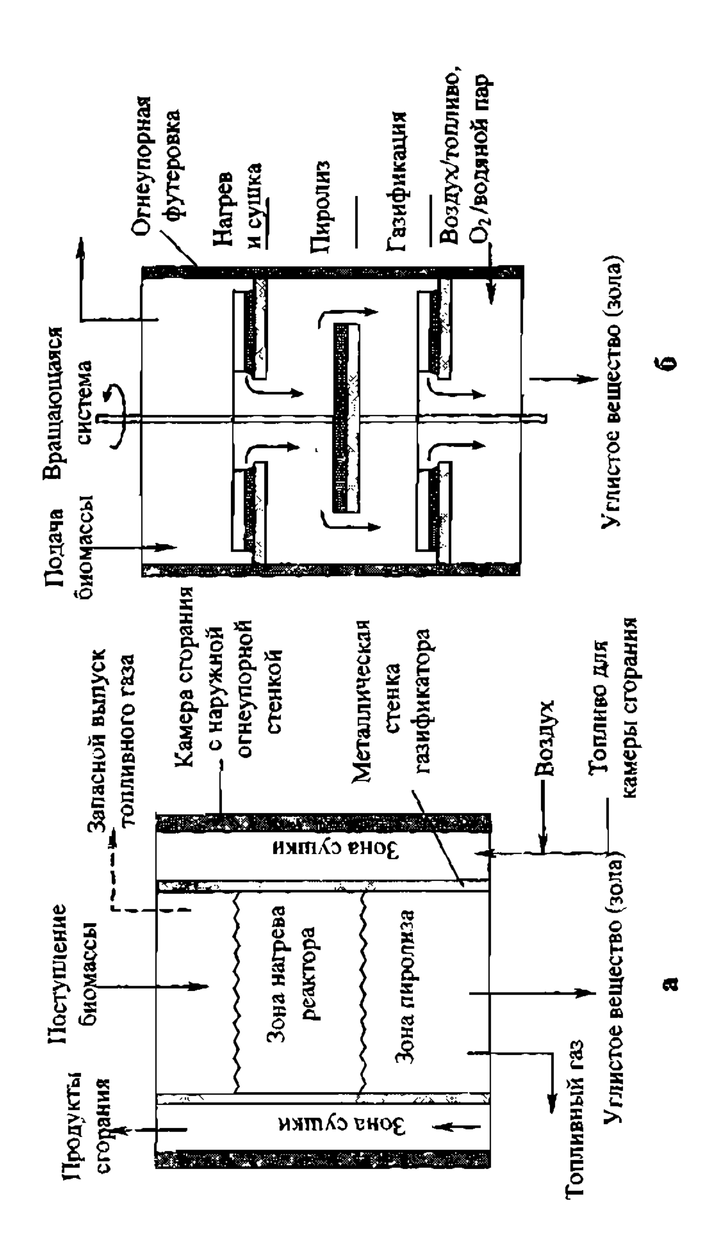


Рис. 3.6. Схемы пиролизёров

Наиболее быстро карбонизация идет при температурах 300–400°С, а наилучший по качеству древесный уголь получают при Т = 450–500°С.

При пиролизе часть летучих веществ конденсируется в воду и органические соединения в виде пиролигенных кислот, альдегидов, спиртов. Смоляная фракция содержит высокомолекулярные сахара, производные фурана и фенольные соединения.

Древесный уголь является ценным энергетическим продуктом с содержанием 75–80% углерода и теплотой сгорания 30 МДж/кг. Широко применяется в качестве топлива в быту в развивающихся странах, в химической и металлургической промышленности, медицине.

Из смолы выделяют синтетические масла, деготь, ацетон и другие продукты.

Газообразные продукты при пиролизе — это синтез-газ, представляющий смесь водорода H_2 и монооксида углерода CO, которые используются в качестве топлива для поддержания процесса пиролиза либо в различных тепловых двигателях. Кроме того, они служат основой для получения метанола (метилового спирта) CH_3OH в присутствии катализатора при высоких давлениях 5–15 МПа в соответствии с реакциями

$$2H_2 + CO \rightarrow CH_3OH$$

$$3H_2 + CO_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O.$$

Температура протекания реакции поддерживается на уровне 250–380°С. Метанол применяется как моторное топливо. Из синтез-газа производят аммиак по реакции

$$3H_2 + N_2 \rightarrow 2NH_3.$$

Это соединение широко используется в качестве хладагента в холодильных установках.

Помимо стационарных пиролизных систем разработаны передвижные установки. Так, в Норвегии пиролиз ведется на лесосеках в передвижных установках производительностью 10–30 т древесного угля в сутки. Из 1 т отходов (древесной щепы) получают 280 кг угля, 200 кг смолы и приблизительно 222 кг газообразного топлива. В дальнейшем смола может служить в качестве котельного топлива или после гидрогенизации из нее получают бензин или дизельное топливо [75].

Термическая газификация. Разновидностью процесса пиролиза является термическая газификация биомассы, т.е. сжигание при температуре 800–1500°C в присутствии минимального количества воздуха или кислорода и водяного пара с образованием синтез-газа или генераторного газа с теплотой сгорания до 4,5–6,0 МДж/м^3. Состав продуктов газификации зависит от исходного сырья (древесная щепа, солома, отходы технических культур и др.). В среднем они содержат 15–28% CO, 12–15% H_2, 7–12% N_2, небольшое количество примесей (CH_4 и др.)

Основная цель газификации биомассы — резкое снижение смолосодержания или полное удаление смолы из конечных продуктов конверсии биомассы, получение более удобного в использовании и ценного в энергетическом плане вида топлива.

Это позволяет использовать генераторный газ в дизельных двигателях, транспортировать его по трубопроводам и организовать хранение.

Как и при пиролизе процесс термической газификации включает ряд стадий, осуществляемых в одном агрегате: удаление влаги из сырья, термическую деструкцию материала с выделением неконденсируемых газов и коксового остатка; окисление горючих компонентов (парогазов); пиролиз сырья, сопровождающийся выделением теплоты, которая используется в предыдущих стадиях; процесс газификации углерода и других элементов, содержащихся в коксовом остатке, с одновременным крекингом не успевшей окислиться смолы. Существуют многочисленные способы газификации: слоевая газификация по прямому и обращенному процессам, газификация с кипящим и циркулирующим кипящим слоем, атмосферная газификация и под давлением. газификация при воздушном, паровоздушном и кислородном дутье и др. Некоторые типы установок со слоевой газификацией представлены на рис. 3.7 [74], а схема газификатора с кипящим слоем на рис. 3.8.

Замена традиционного угля на биомассу в топках небольших ТЭЦ способствует оздоровлению атмосферы и ликвидации органических отходов. Подобные проекты находят поддержку Европейского Союза в рамках программы THERMIE. Один из примеров — итальянская энергетическая установка TEF, строительство которой началось в 1997 г. под г. Пиза консорциумом из итальянских, португальской и германской фирм. Окончено строительство в 2001 г.

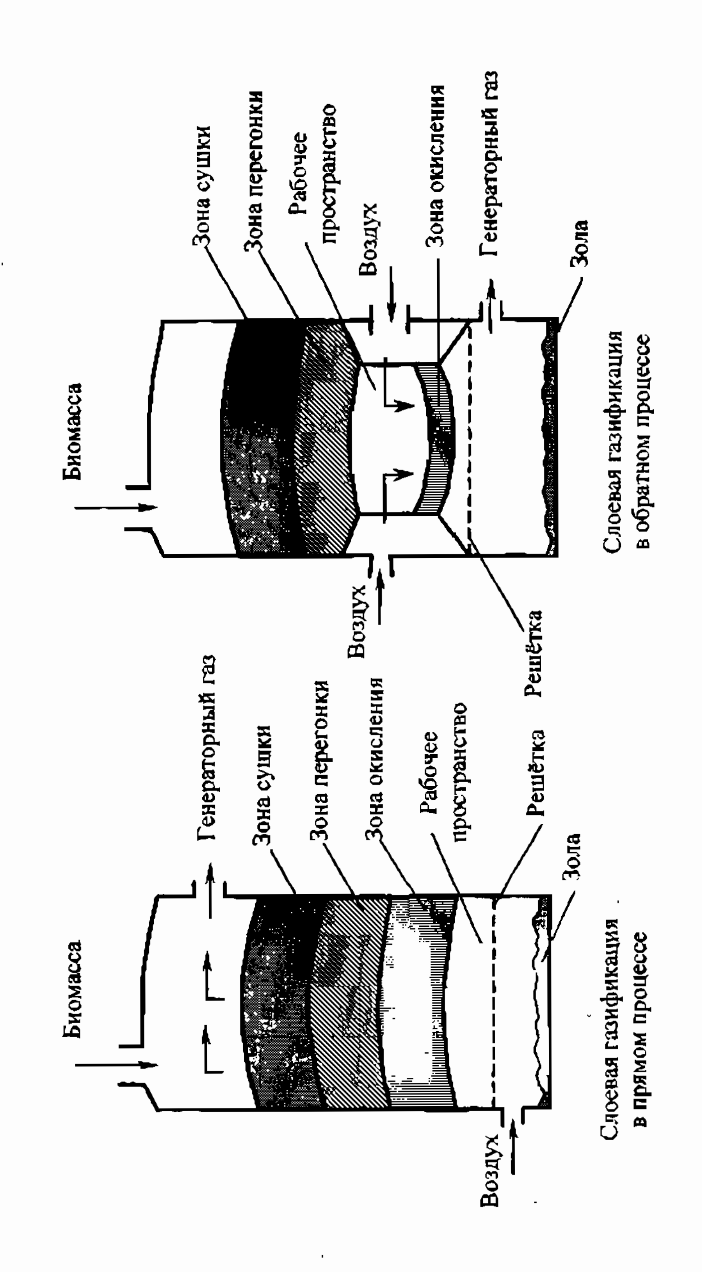


Рис. 3.7. *Схемы газификаторов*

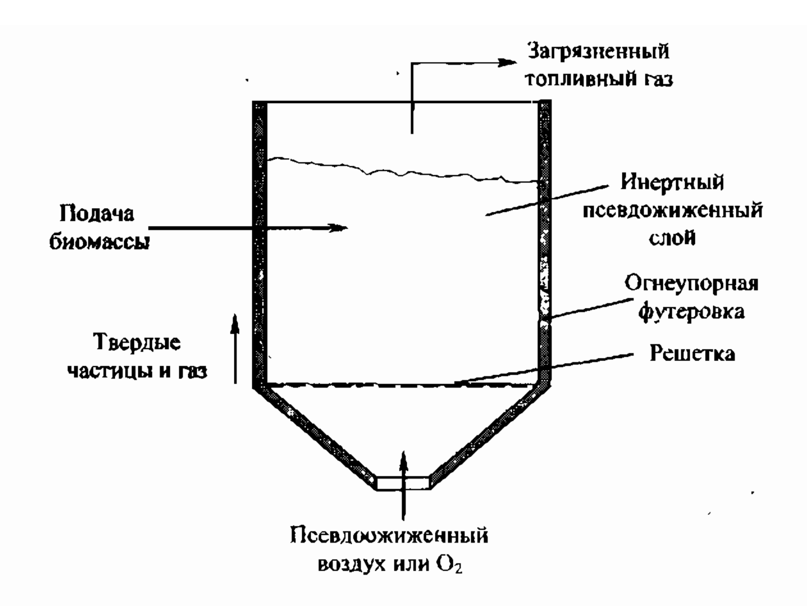


Рис. 3.8. *Газификатор с кипящим слоем*

Топливом для комбинированной парогазовой ТЭЦ мощностью 8–12 МВт служит древесина быстрорастущих пород тополя, черной псевдоакации и ореха, которая выращивается на энергетической плантации, а также древесные отходы, виноградные зерна, молотые оливковые косточки.

Газификация измельченной биомассовой смеси должна осуществляться в реакторе с циркулирующим слоем воздушным дутьем при атмосферном давлении после предварительной подсушки. Подсушка выполняется уходящими газами из котла-утилизатора. Продукты газификации H_2, CH_4, N_2, CO, CO_2, водяной пар и углеводороды более высокого порядка охлаждаются в две стадии. На первой они подогревают атмосферный воздух для газификации. На второй — поступают в газоводяной теплообменник, где вырабатывается пар для паротурбинного цикла. Затем смесь газов промывается, сжимается по ступенчатой схеме в компрессоре и подается в камеру сгорания.

Полученный в котле-утилизаторе пар двух давлений также поступает в паровую турбину мощностью 5 МВт. Расчетный КПД нетто парогазового цикла составляет 32%.

Более крупный проект интегрирования технологии газификации биомассы с газовой турбиной в комбинированном парогазовом цикле реализуется в Бразилии. В его осуществлении участвует консорциум, состоящий из бразильских энергетических компаний, GENERAL ELECTRIC (США), международных организаций, включая ООН и Всемирный банк. Технологию и оборудование для газификации разработала небольшая шведская фирма Termiska Processor AB (TPS). Фактически, это первая в мире коммерческая электростанция на газифицированном древесном топливе с газовой турбиной. Она имеет мощность 32 МВт. Считается, что подобная технология генерирования электроэнергии из биомассы приемлема для систем мощностью 20–60 МВт. Строительство велось в северо-восточном бразильском штате Вайя, ввод в действие осуществлен в 2002 г. Топливной базой станции служит энергетическая плантация древесины эвкалиптов, выращиваемых на площади 5300 га. Рубка деревьев предусматривается каждые 3 года, что обеспечивает ежегодное потребление топлива в объеме 238000 $м^3$. Расчетный коэффициент полезного действия парогазового цикла с газификацией биомассы достаточно высок и составляет 43%. Процесс газификации включает в себя предварительную сушку древесной щепы, ее газификацию при атмосферном давлении в кипящем циркулирующем слое. Крекинг образующегося древесного дегтя во вторичном реакторе в присутствии доломитового катализатора. Эта операция предотвращает загрязнение охладителей генераторного газа и повышает его энергетическую ценность. Горячий газ подвергается очистке с помощью фильтра в скруббере и охлаждению, а затем подается в компрессор газовой турбины для сжатия. Сжатый газ сжигается в камере сгорания, а продукты сгорания подводятся к газовой турбине и вращают ее и соединенный с ней электрогенератор. Затем выхлопные газы и часть генераторного газа попадают в котел — утилизатор, где образуется перегретый пар для паротурбинной установки.

Бразилия обладает еще одним крупным ресурсом биомассы, который может быть использован для выработки электроэнергии — выжимками сахарного тростника. Эти отходы характеризуются энергопотенциалом в 3200 МВт и доступны для конверсии в электроэнергию. Комбинация газогенератора с газовой турбиной применена в схеме, разработанной датской компанией Volund, выпускающей котельные агрегаты. Однако в отличие от шведской схемы в газовой турбине используется чистый воздух (рис. 3.9), что гарантирует ее надежную

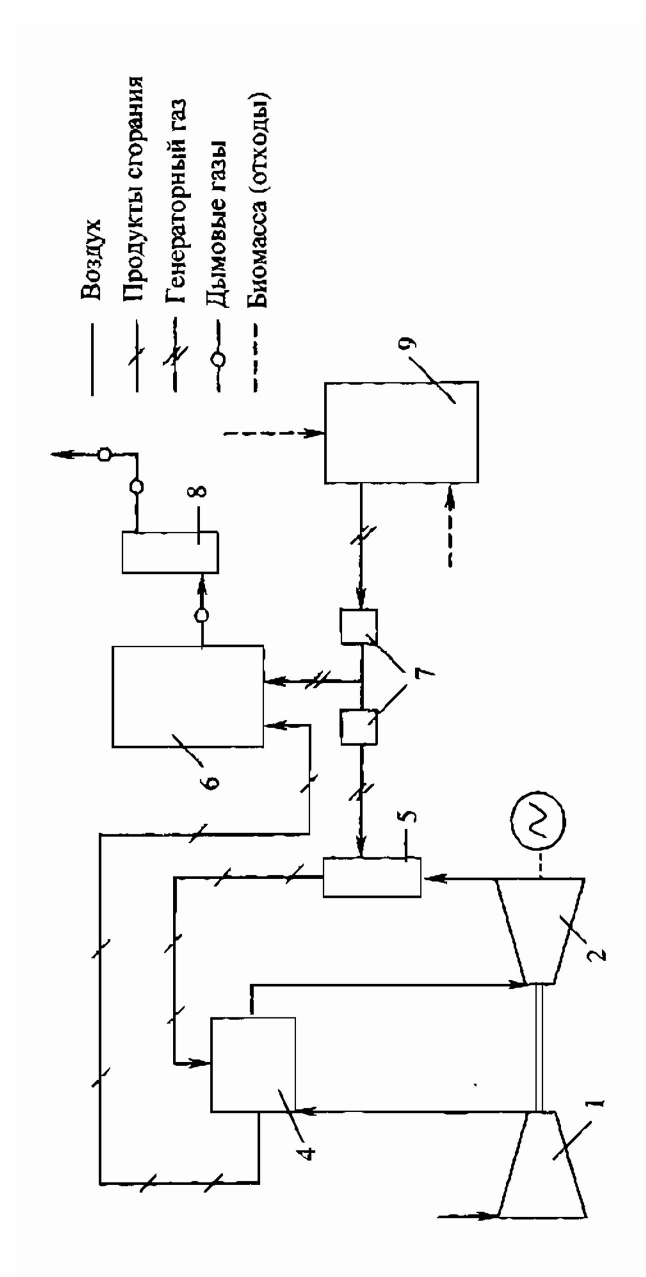


***Рис. 3.9**. Схема газотурбинной установки на генераторном газе*

работу. Полученный в газогенераторе слоевого типа 9 газ проходит очистку в циклонах 7, направляется частично в топку 5 и частично в котел-утилизатор 6. В топку 5 поступает прошедший через газовую турбину 2 воздух. Здесь он смешивается с продуктами горения генераторного газа, а затем подается в керамический теплообменник 4. Сюда же поступает сжатый в компрессоре 1 атмосферный воздух. Керамический теплообменник обеспечивает значительно более высокий уровень температуры сжатого воздуха перед входом в газовую турбину. Из теплообменника 4 продукты сгорания передаются в котел-утилизатор 6, а далее дымовые газы после скруббера 8 выбрасываются в атмосферу [71].

Эффективный КПД газификаторов в прямом процессе достигает 25%, а в обращенном — 35–40%. Созданные газогенераторы применяют для автономных газогенераторных электростанций небольшой мощности порядка 20 — 62 МВт. Они работают на местном топливе, покрывая собственные потребности в теплоте, а также снабжая электроэнергией и теплотой других потребителей.

Еще одним направлением применения газогенераторных установок является их сочетание с паровыми и водогрейными котлами. В этом качестве они решают экологическую задачу, перерабатывая некондиционную биомассу. Газогенераторы способны обеспечить топливом промышленные топки и печи, в которых невозможно применить твердое топливо по технологическим или экологическим соображениям (пищевая, кормовая промышленность).

Сжигание генераторного газа в топках котлов не требует его предварительной очистки. Подготовка газа для сжигания в цилиндрах дизеля заключается в отделении твердых частиц, низкокипящих смол и охлаждении. Наиболее жесткие требования к очистке газа предъявляются при его использовании в газовой турбине.

3.2.2. Биохимические методы

Среди различных биохимических методов конверсии биомассы наибольшее распространение имеют два процесса: спиртовое сбраживание, в результате которого образуется этанол, и анаэробная (без доступа кислорода) переработка, позволяющая получить конечные продукты в виде биогаза и ценных органических удобрений.

Спиртовое сбраживание. Этиловый спирт C_2H_5OH (этанол) в естественных условиях образуется из сахаров под воздействием дрожжевых микроорганизмов в кислой среде с pH = 4–5. Вещество известно уже давно. Применяется в пищевой промышленности, парфюмерии, медицине и т.д. Только с недавних пор его стали использовать в качестве моторного топлива или добавок к нему. Характеризуется высокой теплотой сгорания — 30 МДж/кг.

Схема производства этилового спирта (рис. 3.10) включает основные источники биомассы, предварительные операции, промежуточные и конечный продукты, а также области применения [38].

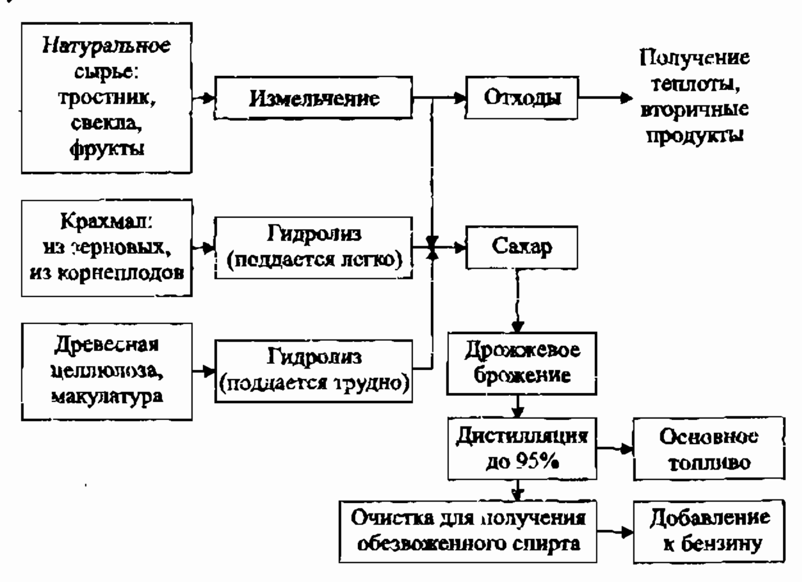


Рис. 3.10. Схема получения этилового спирта

В процессе спиртового сбраживания после предварительной обработки исходной биомассы получают сахара — основной энергоаккумулирующий продукт. Затем при добавлении соответствующих микроорганизмов — дрожжей — проводят сбраживание и получают раствор с 10%-ной концентрацией спирта. При этой концентрации микроорганизмы погибают, поэтому раствор подвергают перегонке (дистилляции) до получения смеси, состоящей из 95% этанола и 5% воды. Дальнейшее обезвоживание производят путем перегонки с растворителем типа бензола.

Сложность получения этанола зависит от трудности переработки исходной биомассы. Сахарный тростник, например, сначала измельчают, давят и получают сладкий сок. Из него получают сахарозу. Остающуюся патоку с содержанием 55% сахаров используют для получения спирта. Отжатый тростник (жом) сжигают, чтобы обеспечить энергией производство этанола. Такое применение жома удешевляет конечный продукт — этанол.

Сахарная свекла легко поддается переработке на сахар для сбраживания. Но в этом случае мало отходов, которые можно использовать в качестве топлива. Требуется дополнительный энергоноситель, и этанол становится дороже.

По российской технологии клетчатку свекловичного жома предварительно обрабатывают острым паром. В результате скорость ферментации увеличивается в 3–4 раза и существенно повышается выход этанола.

Зерновые культуры, в том числе кукуруза, корнеплоды (картофель, маниок), содержат крахмал, который подвергается гидролизу на сахар. Углеродные связи в крахмале разрушаются ферментами солода или подходящих плесеней (грибков). Получающийся при сбраживании вторичный продукт (отходы) идет на корм скоту.

На долю древесной целлюлозы приходится до 40% всей сухой биомассы. Полисахарид ее разрушается с трудом в кислой среде. Этот процесс дорогой, поэтому в промышленном производстве проводят измельчение исходного продукта.

Выработка этанола упрощается, если сырьем служит макулатура, для которой не требуется предварительная обработка, как это необходимо для лигноцеллюлозы. Сахарификация макулатуры протекает за короткий период под воздействием фермента целлюлазы при температуре 45°С. Из 1 тонны бумаги получают 350–400 л этанола.

Этиловый спирт — хорошее жидкое топливо, поэтому некоторые страны (Бразилия, США и др.) имеют национальные программы по его производству и использованию на транспорте. Опубликованные данные показывают рост спроса на этот тип топлива. Так, производство этанола в мире в 1995 г. составляло 24,2 млн $м^3$. Из них на долю Бразилии приходилось 12,16 млн $м^3$, США потребляли — 5,5 млн $м^3$. Из 12 млн автомобилей Бразилии 5 млн машин заправлялись этанолом [76]. Рост производства этилового спирта в этой стране прогнозируется в объеме 13 млн $м^3$ к началу XXI века и 22,4 млн $м^3$ —

к 2015 г., чтобы обеспечить весь парк автомобилей. В двигателях внутреннего сгорания может применяться как 95%-ный этанол, так и обезвоженный 100%-ный продукт. Сжигание 95%-ного этанола требует некоторой модернизации карбюратора в бензиновых двигателях. Смесь бензина с 20–22% обезвоженного этанола, называемую газохолом, используют в обычных карбюраторных двигателях. Этанол прекрасно горит, выдерживает ударные нагрузки без взрыва. Добавки спирта устраняют необходимость введения в бензин такого антидетонатора, как свинец. Мощность двигателя, работающего на смеси бензина и спирта, возрастает на 20% по сравнению со сжиганием чистого бензина. Наиболее активно перевод автомобилей на этанол или его смесь с бензином происходит в Бразилии.

США утилизируют стебли кукурузы для производства этанола. Производители намерены вырабатывать ежегодно 19 млн т этанола как топлива.

В Швеции, в Стокгольме автобусы заправлялись этанолом, произведенным из отходов деревообрабатывающей промышленности, а с 1995 г. перешли на этанол, вырабатываемый из дешевых испанских вин.

Анаэробное сбраживание. Анаэробная ферментация — это процесс переработки биомассы с помощью бактерий без доступа кислорода. При этом органические вещества разлагаются до метана CH_4 и диоксида углерода CO_2. На долю метана приходится до 90% энергии, содержащейся в исходном сырье.

Смесь метана и диоксида углерода при наличии небольшого количества других газов называют биогазом. Его состав: 55—80% CH_4, 15–40% CO_2, 0–1% H_2S, 0–1% N_2, 0–1% H_2. Теплота сгорания в зависимости от состава меняется в пределах 21–27 МДж/м^3.

Кроме получения газообразного топлива, анаэробное сбраживание приводит к полной минерализации азота, фосфора, калия и других микроэлементов, делая их более доступными для усвоения растениями. Удобрения получаются экологически чистыми, без семян сорняков, патогенной микрофлоры, нитратов и нитритов.

Таким образом, биогазовая переработка любых органических отходов позволяет решать энергетические задачи, создавая удобный вид топлива, улучшает экологию при ликвидации отходов, вносит положительный эффект в виде удобрений в сельскохозяйственное производство, помогает в решении некоторых социальных проблем улучшением условий труда и быта.

Процесс анаэробной ферментации особенно эффективен при наличии большого количества навоза, т.е. в условиях содержания животных — крупного рогатого скота, свиней, птицы на крупных механизированных и автоматизированных комплексах с централизованным сбором экскрементов. Наряду с отходами жизнедеятельности животных для биогазовой технологии можно использовать силос, солому, зерно, подстилку для скота, пищевые и другие отходы ферм, твердые бытовые отходы, отходы предприятий, перерабатывающих сельскохозяйственную продукцию.

Из 1 т органического субстрата (сухого вещества) можно пролучить биогаза [77, 78]:

отходы крупного рогатого скота	— 260–250 $м^3$;
отходы свиноводства	— 400–500 $м^3$;
птичий помет	— 460–660 $м^3$;
твердые бытовые отходы	— 300–400 $м^3$.

Температурные условия ферментации обеспечивают существование 2 основных видов микроорганизмов: термофилов, активных при 45–70°С, и мезофилов, активных при 20–40°С. Жизнедеятельность микроорганизмов Methanosarcina протекает в диапазоне температур 20–70°С.

Длительность процесса переработки определяется температурным режимом и видом микроорганизмов. Мезофильный режим при T = 31–33° С протекает 16–18 суток, термотолерантный с T = 38–40° С длится 10–15 суток, термофильный при повышенной температуре T = 53–55° С завершается в течение 5–7 суток. Таким образом, чем выше температура ведения процесса, тем быстрее происходит разложение органического вещества. При этом увеличивается и выход биогаза, однако затраты теплоты на собственные нужды повышаются.

Производство биогаза с помощью анаэробного сбраживания происходит в три стадии: гидролизная, кислотная и метановая. На стадии гидролиза (осахаривания) происходит разложение очень больших молекул на маленькие, простые молекулы, которые способны пройти через бактериальные мембраны.

Реакция имеет вид:

$$n\,(C_6H_{10}O_5) + H_2O \rightarrow n\,(C_6H_{12}O_6).$$

(глюкоза, целлюлоза) (глюкоза)

В течение кислотной стадии сложные молекулы типа протеина, жиров, спиртов, глюкозы разбиваются кислотообразующими бактериями в органические кислоты (молочную кислоту), CO_2, H_2, NH_3 и т.д. по схеме

$$C_6H_{12}O_6 + H_2O \rightarrow CH_3CH(OH)COOH$$

(жирные кислоты, протеины, спирты, глюкоза) (молочная кислота)

На метановой стадии H_2 и CO_2 образуют некоторое количество метана, а ферментация кислот и спиртов дает еще больше метана

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow 2H_2O + CH_4$$

$$CH_3CH_2OH + CO_2 \rightarrow CH_3COOH + CH_4$$

$$CH_3COOH \rightarrow CO_2 + CH_4$$

$$CH_3CH_2CH_2COOH + H_2O + CO_2 \rightarrow CH_3COOH + CH_4.$$

На биогазовых установках все три стадии протекают одновременно, и если какая-либо из них доминирует, то производство метана значительно затрудняется. При сильной кислотности метанообразующие бактерии не функционируют, поэтому рекомендуется поддерживать слабощелочную среду (pH 6,8–7,2).

Для реализации контролируемого анаэробного сбраживания во многих зарубежных странах и некоторых странах СНГ (в России, на Украине) созданы биоэнергетические установки различного масштаба для применения в условиях индивидуальных хозяйств, где содержится 2–6 голов крупного рогатого скота, или крупных животноводческих комплексов и птицефабрик. Технологическая схема одной из таких установок изображена на рис. 3.11. Она разработана московским институтом ВНИИКОМЖ с объемами биореактора от 0,2 до 3000 $м^3$ [79].

Отходы содержания животных (птицы) поступают с фермы 1 (рис. 3.11) в накопитель 2. Из него исходное сырье с помощью погружного насоса 3 подается на отделитель грубых включений 4, а затем насосом-дозатором 5 в метантенк 6. Периодичность работы дозатора 5 определяется программным устройством. Метантенк 6 оборудован системой подогрева поступающей биомассы и поддержания необходимого температурного режима метановой генерации. В генераторе биогаза имеются перемешивающие устройства, а также система принудительного отвода биогаза и выгрузки переработанной биомассы.

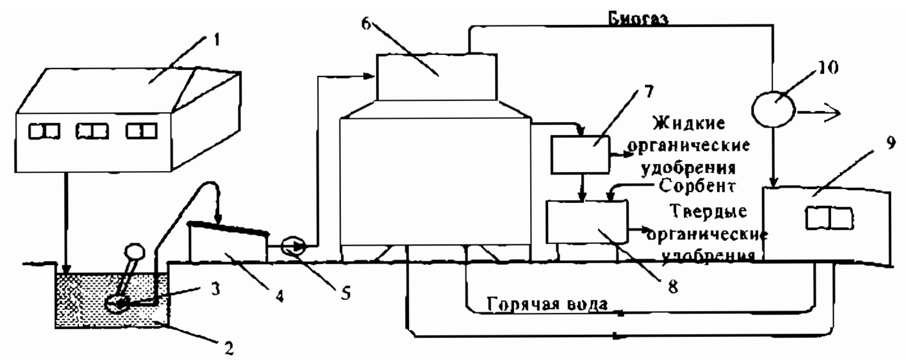


Рис. 3.11. Схема биогазовой установки

В метангенераторе под действием анаэробных микроорганизмов происходит сбраживание исходного субстрата без доступа воздуха. Результатом этого процесса является биогаз и обеззараженные жидкие органические удобрения без неприятного запаха. При этом семена сорных растений теряют всхожесть.

Жидкие органические удобрения удаляются из метантенка через гидрозатвор 7 и могут быть сразу же использованы для внутрипочвенного внесения или подаваться на очистку в систему биопрудов, где выращиваются рачки и рыба. Для получения твердых удобрений, более удобных для хранения и транспортировки, сброженная масса поступает в концентратор — смеситель 8, где доводится до пастообразного состояния при смешивании с сорбентом — опилками, торфом и др. Твердые удобрения можно получить также путем отгонки на центрифуге.

Выработанный биогаз собирается в газгольдере 10. Частично он расходуется на собственные нужды установки (до 30%), поступая в блок-контейнер 9, где размещены котел для подогрева воды, насос, средства контроля и автоматики. Остальной биогаз используется другими потребителями на бытовые и энергетические нужды. В ряде стран Европы были продемонстрированы легкие и тяжелые грузовики, работающие на биогазе.

Сточные воды городов также могут быть источником получения биогаза. Такой источник существует давно, и в первую очередь к нему применялась технология получения биогаза. О масштабах переработки сточных вод можно судить по следующим данным. В Великобритании к концу XX века насчиты-

валось 150 небольших электростанций суммарной мощностью 174 МВт, работавших на биогазе из сточных вод. Там же проектируют строительство других электростанций общей мощностью 380 МВт.

Дания — одна из ведущих европейских стран в переработке отходов животноводства для выработки биогаза переходит на новй уровень этого производства. Вместо множества мелких биогазогенераторов действуют 20 крупных централизованных систем [80].

3.2.3. Получение жидкого моторного топлива

Метанол. Производство одного из заменителей бензина — метанола было рассмотрено ранее при описании процесса пиролиза. Метанол отличается от бензина высокой детонационной стойкостью. Его октановое число достигает 87–94 единицы, что позволяет увеличить степень сжатия в двигателе до 12–14. Однако теплота сгорания значительно ниже, поэтому увеличивается расход такого топлива. С учетом других эксплуатационных характеристик применение метанола способствует повышению эффективности двигателя по сравнению с бензиновым топливом на 10–11%.

Кроме пиролиза существуют иные технологии выработки моторных топлив из биомассы. Среди них гидрогенизация, газификация и др.

Наряду с прямым сжиганием метанола в цилиндрах двигателя внутреннего сгорания постепенно внедряются иные технологии использования этого вида топлива. Речь идет о применении топливных элементов, которые вырабатывают электроэнергию для электромобилей и не дают вредных выбросов в атмосферу. Этой проблемой интенсивно занимаются в концерне Daimler Chrysler. Основой для топливных элементов является метанол, получаемый из биомассы. Вначале (рис. 3.12) метанол смешивается с водой, преобразователь разлагает образовавшуюся смесь на водород H_2 и диоксид углерода CO_2 при температуре 250–300°С. При этом образуется некоторое количество оксида углерода СО, но он отделяется на стадии очистки перед подачей в топливный элемент. Разложение смеси ускоряется в присутствии катализатора из меди и цинка. В топливном элементе водород реагирует с кислородом воздуха. При этом генерируется электрический ток и образуется чистая вода. Избыточное количество водорода и углекислый газ из топливного элемента подаются на дожигание, откуда теплота подводится к испарителю и преобразователю для поддержания реакции [81].

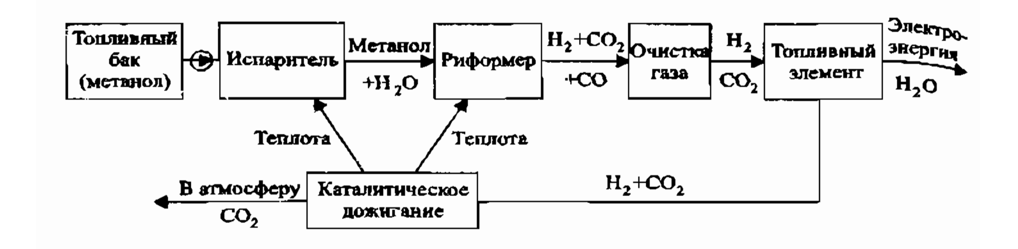


Рис. 3.12. Схема использования метанола в топливном элементе

КПД топливного элемента превышает 60%, чем он выгодно отличается от двигателей внутреннего сгорания.

Газификация. Продукты термической газификации биомассы могут быть подвергнуты дальнейшей переработке с целью синтеза жидких углеводородов, которые являются основными компонентами при получении моторного топлива. Общая схема такой переработки биомассы, разработанная специалистами российского института ИГИ, изображена на рис. 3.13.

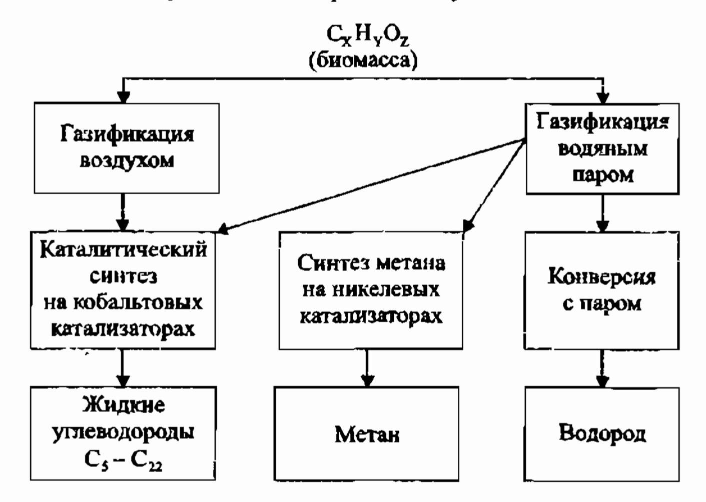


Рис. 3.13. Синтез моторного топлива из биомассы

По одному из процессов из смеси газов после газификации под давлением воздуха 1 МПа при температуре 180–230°С на кобальтсодержащих катализа-

торах получают жидкие углеводороды, содержащие бензиновую ($C_5 - C_{11}$) и дизельную ($C_{12} - C_{22}$) фракции. Для получения 1 т жидкого топлива требуется переработать 8–10 т исходного сырья [75].

Каталитическая газификация биомассы водяным паром проводится при температуре 700–800°С с участием никелевых катализаторов. Выделяющаяся смесь водорода и диоксида углерода составляет 150–160 кг в расчете на 1 т биомассы. Диоксид углерода из смеси удаляется. Расчеты показывают, что количество жидких углеводородов удваивается при газификации биомассы водяным паром по сравнению с применением воздушного дутья.

Растительные масла. Важным возобновляемым резервом для замены нефтепродуктов, применяемых в качестве моторного топлива, могут служить масла, получаемые из семян растений. О масштабах современного производства растительных масел свидетельствуют данные, приведенные в таблице 3.1 [74].

Таблица 3.1

Масличная культура	Мировое производство, 10^6 т	Высшая теплота сгорания, МДж/кг	Общая цена, долл./т
Кокосовый орех	2,6	38,8	575
Семена хлопка	2,9	39,3	530
Земляной орех	3,3	39,7	546
Пальма	3,8	39,2	585
Семена рапса	3,7	39,7	478
Соевые бобы	13,2	39,4	539
Подсолнечник	4,6	39,6	526

К другим ценным масличным культурам можно отнести кунжут и льняное семя.

Современные технологии извлечения масла основаны на механическом (прессование с подогревом) и химическом (экстракция растворами) процессах. После двукратного прессования в отжимках остается до 5% масла, экстракция позволяет удалить до 99%. Энергетический баланс при выработке растительного масла положительный. Только 26% от энергии, которая содержится в масле, расходуется на выращивание растений и переработку. Основным недостатком растительных масел по сравнению с дизельным топливом является их высокая вязкость, затрудняющая распыление при вводе в цилиндр двигателя. Возможно также засорение топливных линий.

Основная идея подготовки растительного масла к использованию в качестве моторного топлива заключается в том, чтобы заменить глицерин на любой сорт спирта: этанол или метанол. Сложная молекула жира при этом разбивается на 3 отдельных цепочки. Моторное биотопливо не боится низких температур и не требует предварительного подогрева. Оно не вызывает коррозии в элементах топливопровода и топливного насоса, имеет низкое содержание серы. Из перечисленных в таблице 3.1 масличных культур наибольшее применение для моторных топлив нашли рапсовое масло в Европе, соевое масло в США, пальмовое масло и масло кокосовых орехов на Филиппинах.

Урожайность рапсовых семян с 1 га составляет 3 т, из них можно получить 1 т масла. Чтобы получить заметное количество моторного топлива, необходимо отвести под эту культуру большие площади сельскохозяйственных земель. По оценкам экспертов Европейского Союза, в 15 странах ЕС целесообразно отвести под масличные культуры 10% сельскохозяйственных угодий. Поставлена цель: к 2005 г. заменить 5,75% или 17,5 млн т потребности ЕС в моторном топливе за счет биодизельного топлива из рапсового масла. В США имеется 77 млн гектаров земель, пригодных для выращивания биомассы, из которой возможно производить жидкое топливо.

При производстве моторного топлива растительное масло превращается либо в этанол, либо в дизельное топливо. В первом случае масло подвергается пиролизу при нагреве. Конечным продуктом является этанол, который используется в карбюраторных двигателях. Биодизельное топливо, применяемое в дизельных двигателях, получают, смешивая сырое растительное масло с метанолом, доля которого достигает 10–15%. При этом резко снижается вязкость топлива. Хорошее биодизельное топливо производят переработкой сырого растительного масла в метилэфир, имеющий химические и физические свойства, близкие к обычному дизельному топливу. В результате не требуется модернизации существующих дизельных двигателей. В Калифорнии уже сооружается установка с производительностью 110 000 м^3/год биодизельного топлива.

3.2.4. Переработка твердых бытовых отходов

Складирование на полигонах. В настоящее время существует несколько методов переработки твердых бытовых отходов (ТБО), образующихся в городах. Наиболее простой из них — вывоз ТБО на специально отведенные пло-

щадки — свалки и полигоны для захоронения на 30–50 лет. На свалках из-за антисанитарии, загрязнения почвы и подземных вод, окружающего воздуха солями тяжелых металлов, газами, выделяющимися при разложении, создаются условия, опасные для окружающей среды и проживающих в этих районах людей. Такой способ избавления от отходов не является прогрессивным. Однако и со свалок можно воспользоваться полезными продуктами.

Внутри многометровой толщи мусора, представляющей техногенное геологическое образование, протекают самопроизвольные микробиологические процессы. Так как они ведутся без активного доступа кислорода, то в них развиваются метангенерирующие анаэробные бактерии, а биомасса разлагается на биогаз и диоксид углерода. В этих условиях из 1 т ТБО выделяется 200–300 м3 биогаза. Подсчитано, что на земле со свалок ежегодно выделяется 30–70 млн т биогаза. Многие страны закрывают подобные полигоны и собирают самопроизвольно генерируемый биогаз. Схема системы сбора, переработки и транспортировки биогаза со свалки изображена на рис. 3.14.

Газ собирается с помощью системы скважин, распределенных по территории полигона и соединенных трубопроводами со сборным коллектором.

В каждой скважине глубиной 9–11 м находится перфорированная поливинилхлоридная труба диаметром 150 мм. Газ проходит через конденсатоуловитель и сепаратор влаги и транспортируется по трубопроводу с помощью газодувки. По трассе трубопровода имеются дополнительные влагоотделители. Далее газ компремируется до требуемого давления, проходит через барабан последнего сепаратора перед зданием ТЭС, очищается в фильтре от твердых частиц и поступает на сжигание в котел. На биогазе со свалок работают ТЭС мощностью 10–50 МВт. Подобные электростанции действует в США на 150 свалках, в Канаде, Германии, Италии и других странах. Иногда крупные ТЭС (Р=660 МВт в Канаде) используют биогаз вместе с мазутом.

Газ со свалок применяется и для отопления производственных помещений (США), для сжигания в печах по обжигу кирпича (Великобритания) и других случаях.

Отмечается низкая (в 10 раз) стоимость биогаза по сравнению с природным газом и с жидким топливом. К тому же, ТЭС, работающая на биогазе, вырабатывает меньше CO_2.

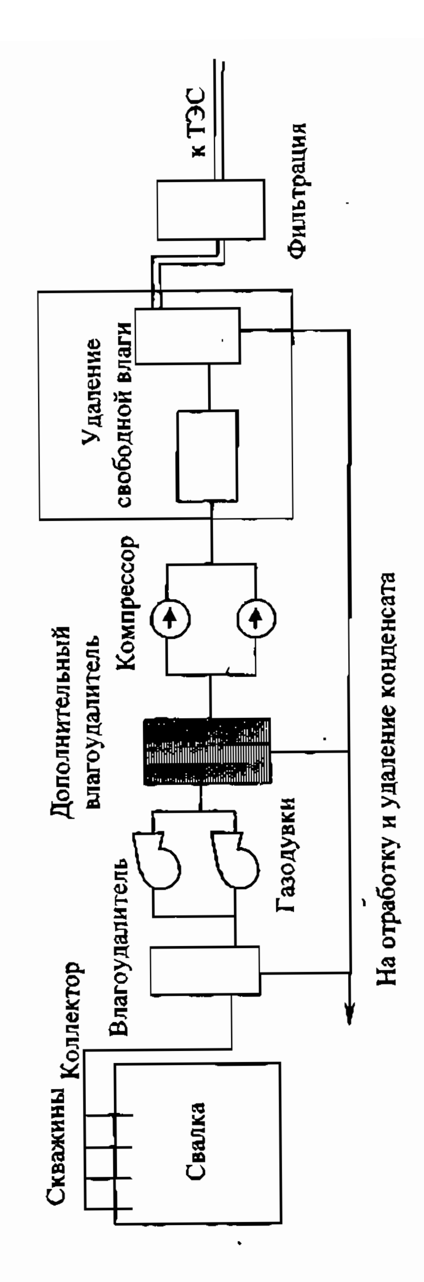


Рис. 3.14. Схема использования биогаза с полигонов для мусора

Одним из последних проектов, использующих биогаз, который генерируется на полигонах твердых городских отходов, является строительство под Парижем электростанции мощностью 10 МВт. Ее работа предусматривается в течение 10 лет с высокой степенью готовности. ТЭС базируется на полигоне, куда ежегодно свозится более 350 000 т отходов и где выход газа составляет 9200 $м^3$/ч. Выработка электроэнергии для местной электросети составит минимум 82800 МВт·ч. Гарантированная стабильность работы станции, несмотря на колебания в уровне расхода газа, обеспечивается конструкцией горелок, допускающих использование до 5% мазута, и совершенной системой мониторинга и управления.

Предусматривалось увеличение электрогенерирующих мощностей, использующих биогаз, до 50 МВт к 2002 г.

Шесть работающих на биогазе со свалок ТЭЦ Ирландии имеют мощность 15 МВт и в значительной степени оздоровляют окружающую среду. К этим станциям добавится еще одна с установленной мощностью 5 МВт, которая находится в стадии строительства [22].

Технология складирования ТБО на полигонах может быть заменена комплексной безотходной переработкой мусора на специальных заводах. Одна из схем утилизации ТБО, разработанная в Санкт-Петербурге, изображена на рис. 3.15.

Собранные ТБО подвергаются сортировке с разделением на три фракции: тяжелую, состоящую из черных и цветных металлов, стекла; не компостируемую легкую, включающую текстиль и пластмассы; компостируемую органическую (пищевые отходы, отходы переработки сельскохозяйственной продукции, стоки очистных сооружений).

Первая фракция направляется на металлургические и стекольные заводы для повторной переработки. Вторая фракция подвергается термохимической конверсии — пиролизу с получением углеродистого остатка (пирокарбона), синтез-газа, смолы и масел. Пирокарбон применяется в металлургии, сжигание синтез-газа обеспечивает теплотой процесс пиролиза. Смола подвергается дальнейшей обработке, в результате которой образуется автомобильный бензин.

Компостируемая фракция может быть заложена в компост, если предварительно ее очистить от солей тяжелых металлов. Более эффективно биомасса подвергается переработке по биогазовой конверсии в анаэробных условиях.

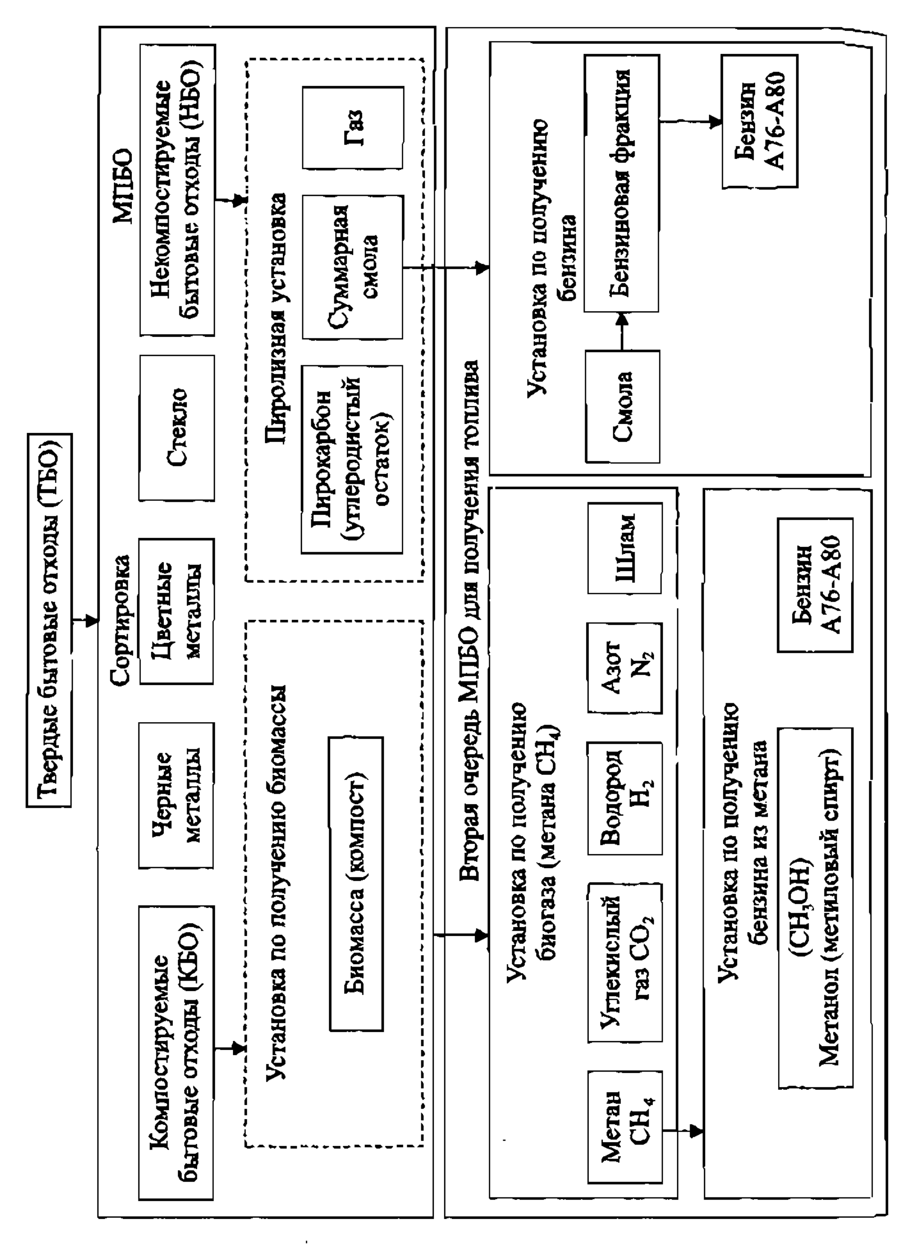


Рис. 3.15. *Схема безотходной технологии переработки ТБО*

Получаемый биогаз служит топливом в автомобилях, убирающих мусор, либо поступает в установки, где проходит обработку водяным паром и каталитическое гидрирование. Образующаяся широкая фракция служит основой для синтеза метанола, бензина или дизельного топлива.

Инсинерация. В странах Запада и бывшего СССР утилизация ТБО осуществляется на мусоросжигающих заводах с получением горячей воды и пара. Однако мусоросжигающая технология оказалась убыточной из-за жестких современных требований к экологии. Затраты на газоочистку чрезвычайно высоки, поэтому, например, в США несколько десятков таких заводов были закрыты. Заводы Минска, Алма-Аты, Баку, Тбилиси, Санкт-Петербурга, Москвы оказались нерентабельными. На них требуется устанавливать дорогостоящую систему газоочистки.

В последнее время инсинерация ТБО была значительно усовершенствована в части управления процессом таким образом, чтобы образующиеся при сжигании соединения — диоксины -- разлагались и не попадали в окружающую атмосферу.

Так, в середине 90-х годов XX века при поддержке программы Европейского Союза THERMIE в Голландии была построена энергетическая установка мощностью 73 МВт, объединяющая 3 инсинератора с потреблением в качестве топлива 80 т/ч твердых бытовых отходов, имеющих среднюю теплоту сгорания 10,45 МДж/кг, с тепловой электрической станцией, работающей по комбинированному циклу. Объединение мусоросжигающей печи и ТЭС позволило увеличить эффективность интегрированного предприятия на 7% по сравнению с отдельно работающим инсинератором [82].

К 2000 г. в Испании работали 10 мусоросжигающих заводов суммарной мощностью 97 МВт. Они утилизируют ежегодно более 1,2 млн т ТБО. В ближайшее время планируется строительство еще 2 инсинераторов, которые вместе добавят 65 МВт к существующим электрогенерирующим мощностям, использующим ТБО. Причем инсинератор мощностью 15 МВт встраивается в комбинированный парогазовый цикл, газовая турбина которого работает на природном газе, обеспечивая 75 МВт мощности. Осуществление этого проекта позволит сжигать еще 960 тыс. тонн твердых бытовых отходов ежегодно, а доля перерабатываемого в электроэнергию мусора составит 15% от всех ТБО.

3.3. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КОНВЕРСИИ БИОМАССЫ

Сопоставлять экономическую эффективность работы установок по конверсии биомассы крайне затруднительно, так как она зависит от вида применяемого сырья, конверсионной технологии, масштабов выпуска соответствующего оборудования, мировых цен на энергоносители и т.д. Однако некоторые примеры полезно привести.

Расчеты показывают, что стоимость этилового спирта в Бразилии составляет 0,16 долл./л, тогда как стоимость бензина — 0,2 долл./л. Правительство США стимулирует владельцев автомобилей покупать этанол вместо бензина, поддерживая его стоимость на уровне 70% от стоимости бензина.

Одновременно ученые Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии (NREL, штат Колорадо, США) работают над существенным снижением стоимости производства этанола из биомассы с 31 до 15–18 цент./л, применяя методы генной инженерии при выращивании бактерий, участвующих в выработке этанола.

Важный вид биотоплива — древесные брикеты, применяемые на тепловых электростанциях США и Западной Европы, имеются на коммерческом рынке. Отмечается тенденция к постоянному снижению стоимости этого продукта. В Германии, например, тонна древесных брикетов в конце 90-х годов обходилась в 450 марок, а себестоимость выработанній на их основе теплоты составляла 10,09 марка/(кВт · ч) [84]. В Австрии стоимость отпуска теплоты для районных теплосетей, сжигающих в котлах отходы деревообработки, оценивается в 0,7–0,8 шиллинг/(кВт· ч). Доступным на рынке оказывается рапсовое масло в качестве моторного топлива. Германский кооператив в г. Эрфурте реализует его по цене 1,2 марка/л.

Удельные капиталовложения в США на биоэнергетическое оборудование составляют приблизительно 2000 долл. на 1 кВт установленной мощности. Не следует забывать, что биоэнергетические установки замещают ископаемые энергетические ресурсы.

В настоящее время в Италии недалеко от г. Пиза осуществляется проект Termie (TEF), который должен продемонстрировать возможности газификации биомассы, выращиваемой по ускоренному методу. Парогазовая установка имеет мощность 8–12 МВт, удельные капитальные вложения по проекту 1300–1975 долл./кВт установленной мощности. Об эффективности и сниже-

нии вредного воздействия на экологию биогазовых систем, реализующих цикл Дизеля при малой мощности, циклы ГТУ, ПГУ и ПТУ в установках повышенной мощности, можно судить по данным таблицы 3.2 [73].

Таблица 3.2

Технология сжигания	Термодинамический цикл	Мощность, МВт	КПД по электрической нагрузке	Содержание NO на выходе, мг/МДж	Себестоимость энергии, цент./(кВт·ч)
Прямое сжигание	ПТУ	≤ 200	25–35	140–170	6,5–8,0
Газификация	Дизель	0,5–10	38–40	менее 20	5–6
Газификация	ГТУ	10–30	28–36	менее 50	5,5–6,5
Газификация	ПГУ	20–150	42–49	менее 50	4,5–5,5

По зарубежным и российским данным, срок окупаемости энергоустановок, использующих отходы биомассы, находится в пределах от 1 года до 4 лет, что вполне приемлемо.

В российских условиях стоимость биогаза на выпускаемых в стране установках сопоставима со стоимостью органического топлива. Себестоимость производимых органических удобрений в 2–3 раза ниже себестоимости минеральных удобрений при одинаковом эффекте. Затраты на обеззараживание навозных стоков по биогазовой конверсии в 5–6 раз ниже, чем при других способах, что свидетельствует о преимуществе биогазовых установок как природоохранных сооружений.

Сопоставление затрат на сжигание ТБО и их хранение на полигонах подтверждает экономическую целесообразность первой технологии. Так, затраты на сжигание 1 т ТБО в Германии в среднем не превышают 316 марок. На новейших установках они снижены до 180–230 марок. При складировании и хранении ТБО на полигонах приходится затрачивать от 200 до 400 марок на каждую тонну. К тому же, технология сжигания требует в 7 раз меньших земельных площадей.

3.4. КОНВЕРСИЯ БИОМАССЫ И ЭКОЛОГИЯ

Современные тепловые электрические станции, сжигающие твердые бытовые отходы, оборудуются хорошими защитными устройствами. В ФРГ, например, на этих станциях мощностью 30–50 МВт предусматривается установка мокрых скрубберов для очистки дымовых газов, рукавные фильтры, кислая и щелочная промывка. А снижение выбросов оксидов азота достигается путем впрыска аммиачной воды в первый газоход котла. Образующиеся шлаки гранулируются и применяются в дорожном строительстве. Загрязнение окружающей среды мусоросжигающими заводами предупреждается путем повышения температуры процесса до 1200 –1400°С. В этих условиях токсичные вещества разлагаются, а не распавшиеся соединения поглощаются адсорбирующими фильтрами. По старой технологии сжигания ТБО на каждую тонну топлива приходилось 300 мкг выбросов диоксинов. Современный технологический процесс обеспечивает уровень в 0,6 мкг диоксинов на 1 т топлива, т.е. меньше в 500 раз. Сжигание 1 т каменного угля сопровождается выделением 1–10 мкг диоксина, а при сжигании тонны бензина выброс диоксинов повышается до 10–2000 мкг.

Применение топлива на основе биомассы в районных котельных тепловых сетей способствует уменьшению выбросов токсичных окислов азота NO на 30%. Установка вращающихся сепараторов твердых частиц снижает концентрацию пыли в дымовых газах до 50 мг/м^3 (при нормальных условиях).

ГЛАВА 4
ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ

4.1. Природа геотермальных явлений

Геотермальная энергия представляет собой естественную теплоту нашей планеты. Носителями этой энергии на поверхности Земли выступают подземные воды, которые наблюдаются в виде гейзеров, горячих источников. Мощные потоки теплоты несет с собой раскаленная магма, извергаемая вулканами.

Исследования, проведенные в рудниках и скважинах, показывают, что по мере углубления температура земной коры увеличивается в среднем на 20–40°С на 1 км (геотермический градиент). Это явление объясняется строением земного шара (рис. 4.1). Внешний слой — земная кора — образован из гранитных и базальтовых пород. Через кору проходит тепловой поток плотностью 0,06 Вт/м^2 от глубинных слоев, в которых протекают реакции ядерного распада элементов типа тория, урана, химические реакции. Теплота также выделяется в результате действия сил трения в ядре. Под корой расположена мантия. На ее верхней границе плотность материалов земных пород резко меняется. Мантия состоит из тяжелых минералов, которые сильно размягчены. В жидком состоянии находится только верхняя часть мантии, а нижние слои характеризуются состоянием ползучести из-за высоких температур (3000–4000°С) и давлений.

Под мантией располагается сверхплотное расплавленное наружное ядро, а в нем — твердое ядро из железа, имеющее температуру 4000° С при давлении 3 млн атмосфер. Громадные запасы энергии поддерживают тепловой баланс планеты. Потенциал геотермальной энергии оценивается величиной 3,4 · 10^{16} тонн условного топлива/год. Основными районами повышенной геотермальной активности являются границы материков, предгорья [38].

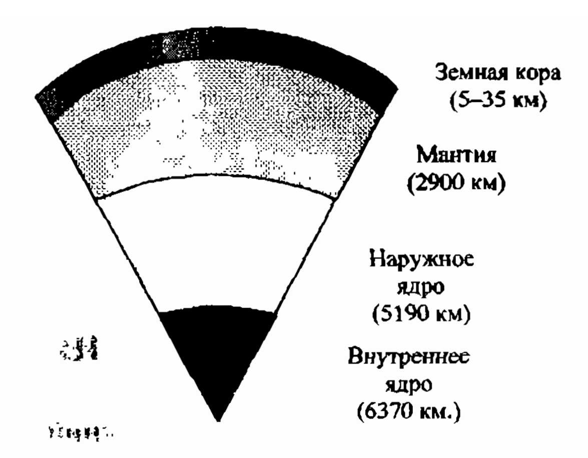


Рис. 4.1. Строение Земли

С точки зрения геологии, источники геотермальной энергии имеют различное происхождение и характеризуются различными температурами. Они могут быть гидротермальными и петротермальными.

Гидротермальные источники представляют собой подземные резервуары, заполненные паром или горячей водой. Они имеют выход на поверхность земли и образуют гейзеры или сернистые грязевые озера (рис. 4.2).

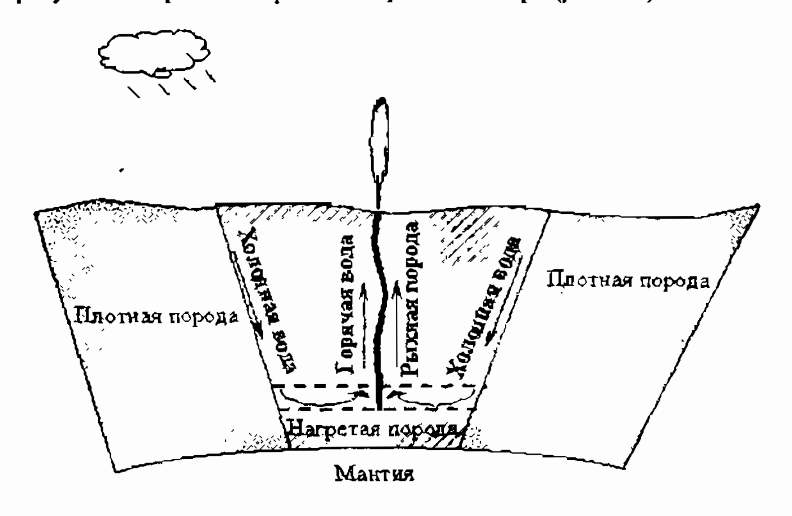


Рис. 4.2. Схема гидротермального источника

Иногда пароводяные или паровые скопления сверху и снизу заключены между плотными непроницаемыми породами. Тепловой поток проходит от мантии к нижнему плотному слою, а затем передается к воде, которая перегревается либо превращается в пар. Самопроизвольно эти теплоносители не могут пробиться к поверхности. Чтобы получить доступ к таким подземным источникам, необходимо пробурить скважины, а затем использовать выносимую вместе с паром или водой теплоту [85].

Петротермальные источники аккумулируют энергию сухих скальных пород, которые залегают на глубинах, превышающих 3 км. В такой зоне бурят скважину и закачивают в нее под большим давлением 50–80 МПа воду. Постепенно вода разрушает гранитно-гнейсовый массив и создает зону гидроразрыва с развитой системой трещин. Со временем происходит дополнительное увеличение трещин из-за термического разрушения породы, соприкасающейся с холодной водой. Создание подземной циркуляционной системы завершается с бурением второй скважины. Закачиваемая в подземный теплообменник вода нагревается до температуры породы и по второй скважине подается на поверхность к потребителям (рис. 4.3) [86].

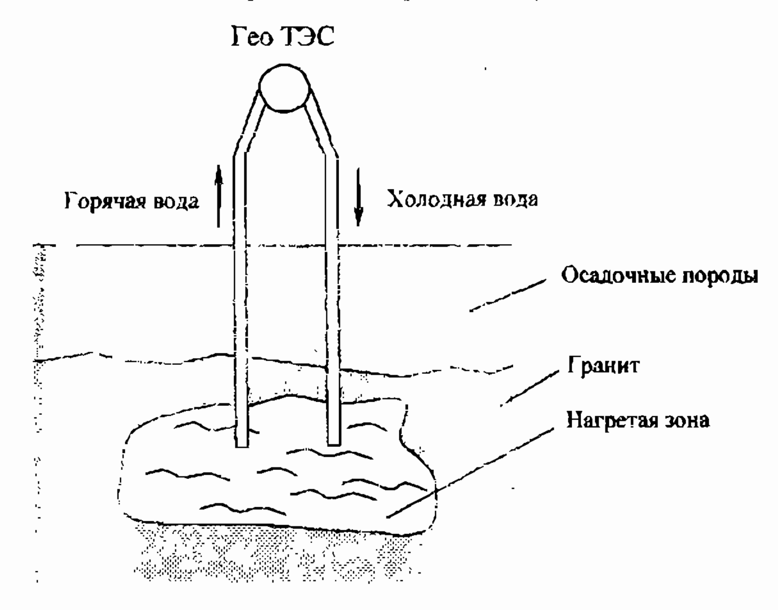


Рис. 4.3. Схема Гео ТЭС на базе петротермального источника

Основными регионами повышенной геотермальной активности являются границы материков (рис. 4.4).

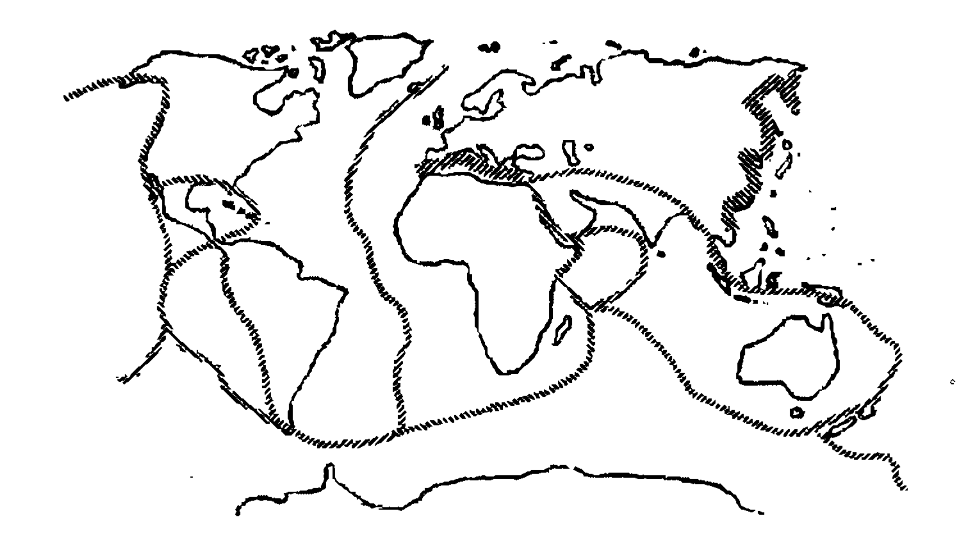


Рис. 4.4. Геотермальные пояса Земли

4.2. Использование геотермальных ресурсов для выработки электроэнергии

Производство электроэнергии на геотермальных источниках началось еще на заре XX века. Мощность первой ГеоТЭС в Лардерелло (Италия) составила 200 кВт. К настоящему времени суммарная установленная мощность этой ГеоТЭС превышает 1000 МВт. ГеоТЭС распространены в самых разных странах мира. Сейчас действуют 233 ГеоТЭС суммарной мощностью более 8000 МВт. Строятся еще более 120 станций, мощность которых превышает 3000 МВт. Лидером в строительстве этих станций являются США, где эксплуатируются ГеоТЭС с мощностью 2917 МВт [87], далее следует Италия — более 1000 МВт [88]. Динамично развивается геотермальная энергетика в Японии, в котрой станция мощностью 22 МВт построена в 1996 г., в 2000 г.

страна имела мощности порядка 100 МВт и планирует их увеличение в 3,5 раза к 2010 году. Крупные станции, использующие глубинное тепло Земли, имеются на Филиппинах (1780 МВт), в Мексике (753 МВт), Новой Зеландии (420 МВт), Индонезии (528 МВт) и других странах [89, 90].

Американские фирмы в последнее время ввели в строй действующих ГеоТЭС на Филиппинах и в Индонезии мощностью около 300 МВт.

В России на Камчатке Паужетская Гео ТЭС (Р = 5 МВт) запущена в 1967 г., а в 1982 г. ее мощность доведена до 11 МВт. Строительство Мутновской ГеоТЭС мощностью 200 МВт под г. Петропавловском-Камчатским затянулось на многие годы. Частично — 50 МВт — станция введена в действие.

Большинство действующих ГеоТЭС работают по одноконтурной схеме (рис. 4.5) [91]. Поступающая из скважины 1 пароводяная смесь направляется в центробежный сепаратор 4, после которого пар имеет степень сухости 0,995. Кстати, российский институт ЭНИН разработал и опробовал в промышленных условиях гравитационный сепаратор, дающий возможность снизить содержание влаги в паре на один порядок, т.е. до 0,05%. Тем самым уменьшается на порядок минерализация пара.

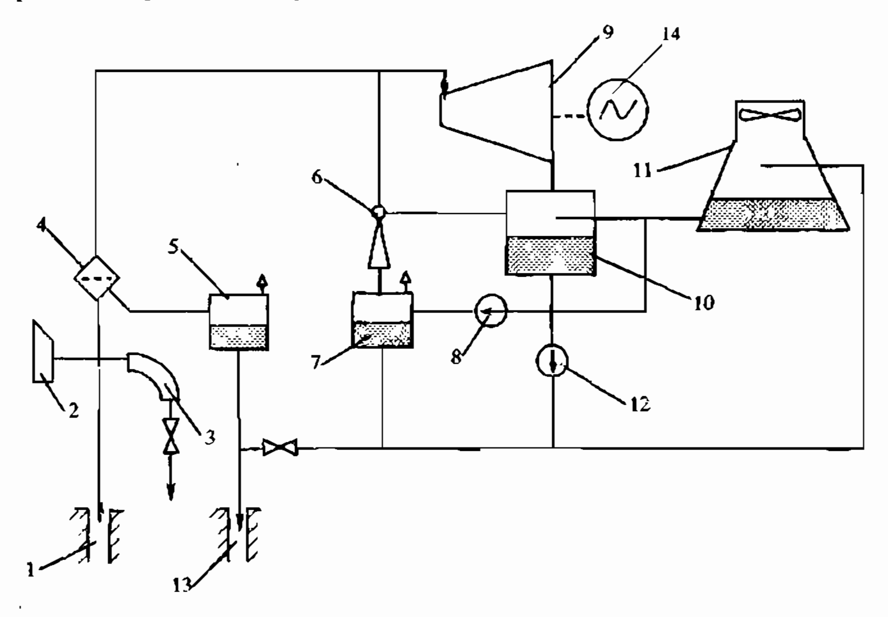


Рис. 4.5. Принципиальная схема традиционной одноконтурной ГеоТЭС

Затем пар поступает в турбину 9, связанную с электрогенератором 14. Отработав в турбине, пар конденсируется в конденсаторе 10. Часть конденсата подается в градирню 11, где охлаждается и возвращается в конденсатор турбины и в конденсатор 7 эжектора 6 насосом 8.

Несконденсировавшиеся газы из эжектора и конденсатора турбины удаляются. На добычной скважине устанавливаются шумоглушитель 2 и грязеотделитель 3. Отходы из этих устройств подаются в скважину захоронения 13.

В усовершенствованной одноконтурной схеме сероводород и другие газы из расширителя 5, конденсатора турбины 10 и конденсатора 7 эжектора направляются в установку каталитической очистки, где из сероводорода в присутствии катализатора получается сера, используемая в промышленных целях.

Известно, что геотермальные источники часто очень сильно минерализированы и содержат много опасных элементов, выброс которых в атмосферу недопустим. Поэтому на практике применяют двухконтурные схемы: в первом контуре циркулирует природный теплоноситель и нагревает теплоноситель второго контура. После охлаждения первый теплоноситель снова закачивается в скважину захоронения. В зависимости от температурных условий термального источника в качестве теплоносителя второго контура может использоваться питательная вода, очищенная обычными химическими методами, или низкокипящий теплоноситель типа изобутана (при высокотемпературной геотермальной воде — 180° С и выше) или хладона R 13B1 для вод с более низкой температурой (100 –120° С и выше) [92,93].

Принципиальная тепловая схема двухконтурной экологически чистой геотермальной электростанции на фреоне R-142 российского АО «Кировский завод» изображена на рис. 4.6.

Геотермальный пар из первого контура скважины 1 подается в парогенератор 3, проходит в экономайзер 2 и закачивается насосом 8 в скважину захоронения 9. Теплоноситель второго контура (фреон) подогревается в экономайзере 2, превращается в пар в парогенераторе 3, поступает в турбину 4, вращающую генератор 5, и после расширения конденсируется в воздушном конденсаторе 6, который ранее в ГеоТЭС не применялся. Циркуляция фреона во втором контуре обеспечивается конденсатно-питательным насосом 7.

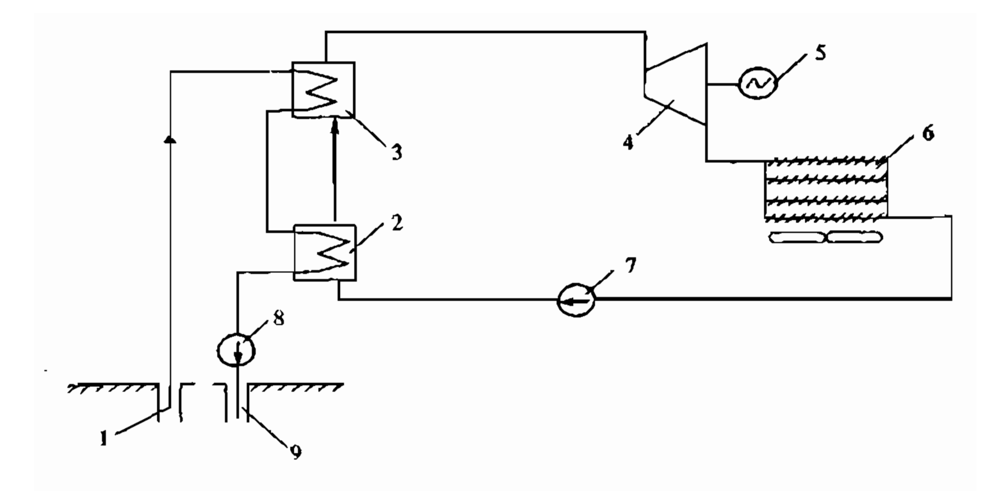


Рис. 4.6. Принципиальная тепловая схема двухконтурной геотермальной электростанции

Использование двухконтурной схемы позволяет снизить требования к системе подготовки пара. Снимаются проблемы, связанные с коррозией и эрозией проточной части турбины, воздушного конденсатора под воздействием агрессивной геотермальной среды.

По двухконтурной схеме с изобутаном в качестве второго теплоносителя парообразование рабочего тела проводится в теплообменнике, который устанавливается в нагнетательной скважине (скважине захоронения). Через этот теплообменник прокачивается геотермальный пар.

В России в 90-е годы разработана серия блочных геотермальных электростанций заводской готовности мощностью 0,6; 1,7; 2,5; 6; 12,23 МВт. Такие блоки легко и быстро монтируются на скважине, из них можно создать ГеоТЭС различной мощности.

Там же в институте ЭНИН им. Кржижановского создается оригинальная модульная установка на рабочем теле, состоящем из водоаммиачной смеси. Вариация концентрации аммиака в растворе дает возможность приспособить такое рабочее тело к любой температуре термальной воды или пароводяной смеси в широком диапазоне от 90 до 220°С.

4.3. Геотермальные источники в процессах теплофикации и извлечения полезных ископаемых

Геотермальные воды являются перспективным источником энергии, который можно использовать для теплоснабжения жилых домов и других зданий.

Ресурсы термальных вод используются для целей теплоснабжения более чем в 70 странах мира. В этой области ведущими странами являются США, Япония, Франция, Исландия и др.

Россия также обладает колоссальными запасами термальных источников в Камчатской и Сахалинской областях, Западной Сибири и на Кавказе. Обширные территории в 600 тыс. км^2 с горячей подземной водой на глубине 2 км имеются на территории Ярославской, Ивановской, Костромской, Московской и др. областей. Большая зона (13 тыс. км^2) тепловой аномалии обнаружена в гранитно-гнейсовом массиве под Санкт-Петербургом [94].

Эффективность геотермального теплообеспечения выражается коэффициентом использования тепла термальной воды, которая вместе с другими величинами учитывает степень относительного использования температурного перепада [85]:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_{т.в.} - 5}, \qquad (4.1)$$

где T_1 и T_2, °С — расчетные температуры поступающей к потребителю термальной воды и сбрасываемой воды, $T_{т.в.}$ — температура термальной воды на выходе из скважины.

5°С — температура водопроводной воды в зимний период.

Следовательно, для повышения эффективности геотермального теплообеспечения необходимо увеличить начальную температуру воды T_1 и уменьшить конечную T_2.

Первая геотермальная теплофикационная система была построена в Рейкьявике (Исландия) в 30-х годах. 100 скважин добывают воду с температурой 100–140°С с глубины более 2 км и подают ее в город по бетонированному трубопроводу из 2 стальных труб на расстоянии 18 км.

Примером использования геотермальных источников для нужд отопления и горячего водоснабжения, жилых и промышленных зданий служит г. Кламант-Фолс (США). Термальная вода поступает в город из 372 скважин, обору-

дованных экономичными теплообменниками из нержавеющей стали. Эти аппараты применены для борьбы с отложениями, так как гидротермальные источники насыщены карбонатами. Кроме того, наличие теплообменников предотвращает коррозию теплотрассы. С этой целью в скважины закачиваются отработанные масла и парафин, которые образуют защитную пленку на границе вода — металл.

Агрессивной термальной воде в системе геотермального теплоснабжения многоквартирных домов г. Кизляра (Россия) противостоят теплообменники с пластинами, покрытыми теплопроводным полимерным слоем, разработанным в ЭНИНе.

Оригинальное конструкторское решение для геотермальных тепловых станций найдено на калужском турбинном заводе в России. Оно заключается в том, что завод освоил выпуск блочных установок тепловой мощностью в 6 и 20 МВт в виде вагона-контейнера. В нем размещено все необходимое оборудование: теплообменники, насосы, система регулирования. Подобный блок требует минимальных затрат при транспортировке и установке на месте. Материалом для теплообменников выбраны титан, мельхиор, латунь. Одно из мест размещения тепловых станций — остров Парамушир Курильской гряды.

Подземные воды часто содержат значительное количество растворенного метана. Если его использовать для догрева теплоносителя, то эффективность работы системы теплоснабжения возрастает. Схема такой блочной геотермальной станции теплоснабжения мощностью до 20 МВт, разработанной в России, приведена на рис. 4.7 [92].

Геотермальная вода из скважины 1 поступает в сепаратор 2, где освобождается от метана, и трубопроводом 3 подается в водо-водяной теплообменник 4, нагревая сетевую воду I-II. Охладившийся термальный теплоноситель закачивается в пласт через скважину 10. Часть выделившегося газа сжигается в горелке 6 водогрейного котла 7, куда подается по трубопроводу 5. Избыток поступает в аккумулирующее устройство 8. Регулятор температуры Т сетевой воды перекрывает доступ газа в аккумулятор, если вода не догрета.

Повышенный геотермический градиент 50°С/км наблюдается в подземном бассейне в г. Сегед (Венгрия). Вода свободно поднимается по пробуренным скважинам, отапливает тысячи квартир и тепличные комбинаты, в которых выращиваются овощи и фрукты в течение всего года.

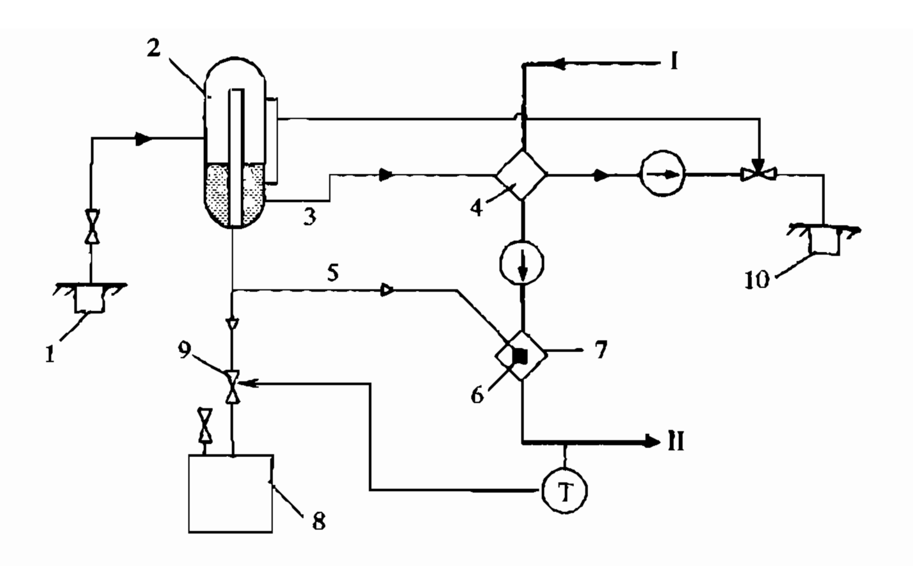


Рис. 4.7. Принципиальная тепловая схема геотермальной станции теплоснабжения предельной эффективности

Обычный градиент характеризует водоносный пласт в г. Мелуне под Парижем. Вода имеет температуру 70–75°С на глубине 1800 м. Она подается в систему теплофикации с последующей закачкой отработанного теплоносителя в водоносный пласт. На базе этой системы снабжают теплом до 550 тыс. квартир.

При отсутствии естественных гидротермальных источников для теплоснабжения могут быть созданы искусственные гидроциркуляционные системы с прокачкой воды через трещины в скальных нагретых породах, созданные гидроразрывом (метод описан выше). Такие системы функционируют в США, Великобритании, Германии, Швеции, Франции, Японии.

Аналогичный проект осуществляется в Швейцарии, где бурится скважина глубиной 5 км до сухих пород с температурой 200°С. Нагретая в породе до 170°С вода будет поступать по нескольким скважинам в теплообменник ГеоТЭС, а затем после охлаждения до 70°С закачиваться обратно под землю. ГеоТЭС спроектирована на электрическую мощность 3 МВт и тепловую — 20 МВт.

Применение геотермальных вод в сельском хозяйстве. В сельском хозяйстве различных стран горячие источники применяются прежде всего для обогрева теплиц и почвы. Исландия использует такой способ обогрева с конца 20-х годов. Это позволяет северной стране выращивать помидоры, огурцы, салат и даже субтропические культуры, такие как виноград и бананы. Значительная часть теплиц отводится под выращивание цветов. Геотермальные воды страны позволили создать теплицы и оранжереи площадью около 350 тыс. м^2 и экономить ежегодно до 300 тыс. т условного топлива.

Около трети добываемых геотермальных вод в Венгрии расходуется в аграрном секторе республики. Тепличнo-парниковые хозяйства, имеющие площадь около 195 га, функционируют круглый год и производят овощи и фрукты не только для внутреннего потребления, но и на экспорт. Планировалось дальнейшее значительное увеличение площади закрытого грунта, отапливаемого термальными источниками, что позволит экономить 500 тыс. тонн условного топлива / год. Венгерские специалисты комплексно решают проблему использования геотермальных источников в сельском хозяйстве. Кроме обогрева теплиц, с их помощью подогревается питьевая вода для животных, молоко в некоторых технологических процессах, приготавливаются корма. Отработанная вода с повышенной температурой способствует ускоренному развитию рыбы в искусственных прудах.

Крупным потребителем глубинного тепла Земли оказывается сельское хозяйство России, в котором имеется более 700 тыс. м^2 теплиц, обогреваемых термальными водами. Основные теплицы подобного типа расположены в районе Петропавловска-Камчатского, в Дагестане, в Краснодарском крае.

Площадь весенних и зимних теплиц с воздушной системой отопления, которые могут быть присоединены к системе геотермального теплоснабжения, определяют по формуле [95]:

$$F_{тепл.} = \frac{0{,}11 \cdot 10^3 G_{тв} \cdot (T_{тв} - 35)}{T_в - T_н} \text{ м}^2, \qquad (4.2)$$

где $G_{т.в}$ — располагаемый расход термальной воды, т/ч; $T_{т.в}$ — температура термальной воды, используемой в системах отопления теплиц, °С; $T_в$ — температура воздуха внутри теплиц, °С; $T_н$ — температура наружного воздуха, при которой включается система обогрева теплиц (для зимних теплиц $T_в = T_н$;

если предусмотрен типовой догрев $T_{т.в} = 8°C$); $T_н'$ — температура пикового догрева, °C;

Полезная площадь обогреваемого грунта, охваченная геотермальным теплоснабжением, определяется из выражения:

$$F_{гр.} = \frac{G_{т.в.}(T_{г} - T_{т}^{min})10^3}{T_{т.в.} + T_{т}^{min} - 2T_{н}}, м^2 \qquad (4.3)$$

где $T_{т}^{min}$ — минимально допустимая по агротехническим требованиям температура теплоносителя на выходе из грунтовой системы обогрева, °C; $T_н$ — температура наружного воздуха, °C.

Извлечение полезных химических элементов. Важным направлением использования геотермальных источников является добыча полезных химических веществ, растворенных в теплоносителе. Во многих случаях минерализация подземных вод очень высока — до 200 –300 г/л. Рассолы содержат борную кислоту, рубидий, цезий, йод, бром, свинец, цинк, кадмий, медь, поваренную соль и другие вещества. Содержание химических элементов в рассолах в несколько раз может превышать установленные промышленные пределы. Многие страны, в числе которых США, Италия, Чехия, Туркмения, Россия и другие, ведут промышленную добычу различных химических элементов и соединений из геотермальных источников. Комплексная переработка геотермальных вод — получение электроэнергии, теплоты и химических веществ значительно увеличивает эффективность их использования.

4.4. Перспективы использования геотермального тепла в Беларуси

Исследования по оценке геотермального потенциала Беларуси до сего времени не проводились. Однако имеющиеся данные по изучению плотности теплового потока и измерению температур в скважинах, выполнявшиеся в Институте геологических наук в течение ряда лет лабораторией геотермальных исследований, а также оценки, сделанные по смежным регионам, показывают перспективность территории республики для добычи подземного тепла [96].

Месторождений парогидротерм, пригодных для выработки электроэнергии, на территории республики не выявлено. Однако имеется ряд районов с теплыми и горячими подземными водами в недрах. Наиболее прогретой тектонической структурой является Припятский прогиб, расположенный на юго-востоке республики в Гомельской области. Эта структура имеет 18 градусов в районе Солигорска, а в районе населенных пунктов Речица, Осташковичи, Первомайск, Давыдовка, Светлогорск, расположенных в Гомельской области, и возле г. Бреста она уже повсеместно достигает 25°С. В отдельных местах температура еще выше. С увеличением глубины температуры здесь также увеличиваются. Например, температура 50°С достигается на глубине 1800 м в скважине Веткинская 4 и на глубине 1360 м в скважине Борщевская 7. Более высокие температуры 90–100°С отмечены на глубинах 3800–4200 м (скважины В.Семеновская 2, Туровской депрессии, Веткинская 4, Михальковская 3).Температура еще выше в ряде случаев на поверхности кристаллического фундамента на глубинах 5–5,5 км в северной зоне прогиба (в полосе населенных пунктов Борщевка, Александровка, Више, Речица. Светлогорск, Сосновый Бор, Мармовичи, Давыдовка, Паричи). Теплые воды и рассолы с температурой 50–79°С выявлены практически по всей территории Припятского прогиба южнее линии Гомель — Слуцк вплоть до границы с Украиной на юге, с Польшей — на западе. Тепловая аномалия существует в районе между Микашевичами, Житковичами и Туровом, где фундамент погружен на глубину более 4 км. Однако здесь пробурены лишь одиночные глубокие скважины и аномалия еще не оконтурена в должной мере. Плотность теплового потока изменяется в среднем в Припятском прогибе от 50 до 70–80 мВт/м^2, а в пределах соляных куполов, например, на Первомайской площади он может превышать 100 мВт/м^2. Дебит (объемный расход) отдельных скважин составляет 70 м^3/ч.

В Брестской впадине мощность платформенного чехла вдвое меньше, чем в Припятском прогибе. Она увеличивается в направлении границы с Польшей. Соответсвенно температура на поверхности фундамента достигает только 30–35°С, что позволяет рассматривать эту территорию как перспективную, главным образом, для обогрева теплиц. Температура на поверхности фундамента в Оршанской впадине (основная часть Витебской и Могилевской областей) составляют только 20–30°С при глубине залегания

фундамента менее 2 км. Обилие озер в Витебской области в сочетании с возможностью добычи теплых вод для их подогрева в зимнее время представляет интерес для развития технологии промышленного выращивания рыбы. В районе озера Нарочь имеется небольшая теплая аномалия, однако ее границы пока не оконтурены.

За более чем 30 лет глубокого бурения в Припятском прогибе пробурены тысячи скважин. Некоторые из них являются нефтяными. Ряд скважин, расположенных за пределами нефтяных залежей, в принципе могут быть пригодными для добычи термальных вод после проведения соответствующего дооборудования и при необходимости восстановительных и ремонтных работ. Предварительно ожидается, что такие «подземные котельные» могут быть выполнены в районе г. Гомеля, Микашевичи, Житковичи, Бреста и, возможно, — Мостов, Скиделя, Гродно.

Двухконтурная циркуляционная система для геотермального обогрева помещений и горячего водоснабжения приведена на рис. 4.8. Она применяется на геотермальных источниках с высокой минерализацией. Отличительной особенностью схемы является наличие пикового котла 3. Подобная схема применима на источниках с относительной низкой температурой геотермальной воды, которая не может обеспечить требуемый уровень температур питательной воды в системе теплоснабжения. В соответствии со схемой из добычной скважины 1 минерализованная вода поступает в теплообменник 2 и затем нагнетается насосом 6 через скважину 7 в подземный водоносный пласт. Питательная вода второго контура предварительно нагревается в теплообменнике 2 и при необходимости догревается до заданной температуры в котле 3 на органическом топливе. Теплообменник 9 обеспечивает подогрев расходуемой горячей воды 10 в баке — аккумуляторе 4. Питательная вода после котла 3 распределяется с помощью насоса 8 по потребителям 5.

Большая часть затрат на освоение геотермальной энергии связана в настоящее время с бурением скважин, необходимых для извлечения из недр пара или горячей воды. Эти скважины не столь глубоки, как нефтяные, однако их диаметр больше (достигает 60 см). Высокое содержание солей в геотермальной воде приводит к тому, что через несколько лет работы происходит закупорка скважин. В результате их необходимо прочищать или требуется бурить новые скважины.

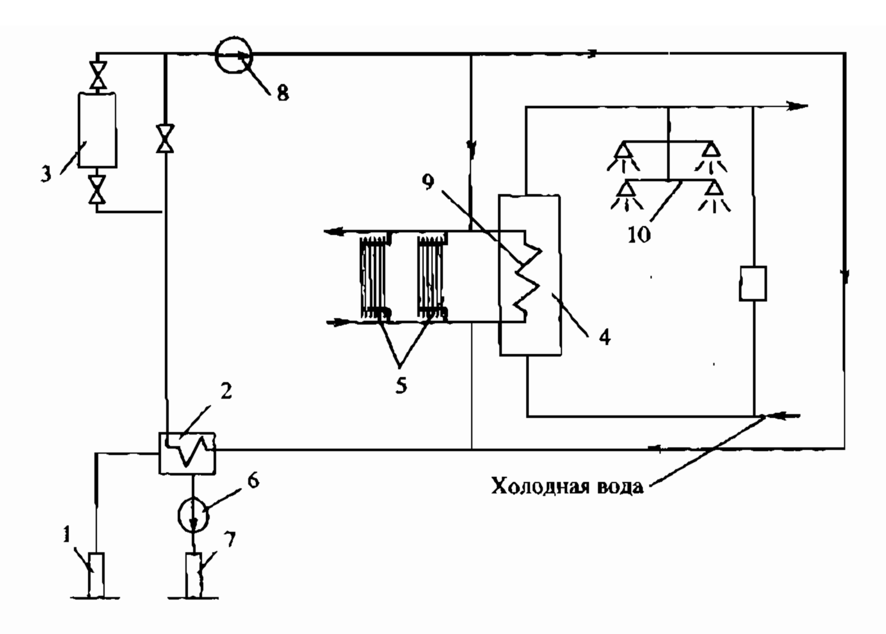


Рис. 4.8. Принципиальная схема установки геотермального теплоснабжения

4.5. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ

Экономическая целесообразность применения в электро- и теплотехнике геотермальных источников подтверждается непрерывным ростом сети геотермальных электростанций по всему миру, расширением теплофикационных сетей в городах и даже сельских населенных пунктах (Россия), увеличением площади теплиц с геотермальным обогревом для выращивания сельскохозяйственной продукции.

В структуре затрат на освоение геотермальных месторождений до 50% приходится на бурение скважин. С другой стороны, возведение ГеоТЭС не требует строительства громоздкого котельного агрегата и системы топливоподачи. Для различных стран экономические показатели геотермальной энергетики отличаются друг от друга.

Важное значение в России, например, имеет для Камчатки и Сахалинской области строительство Мутновской ГеоТЭС суммарной мощностью 200 МВт и Океанской ГеоТЭС мошностью 30 МВт. При вводе их в действие будет вытесняться привозное топливо из расчета 2,5 тыс. т условного топлива на каждый мегаватт установленной мощности в год. Расчеты свидетельствуют о том, что стоимость вырабатываемой на ГеоТЭС электроэнергии в 2 раза ниже той, что характерна для ТЭС этого района. Удельные капиталовложения на строительстве Океанской ГеоТЭС находятся на приемлемом уровне — 1500 долл./кВт.

Геотермальные воды Северного Кавказа могут служить основой для создания ГеоТЭС, суммарная мощность которых составит несколько миллионов киловатт при стоимости вырабатываемой энергии 3–5 цент./кВт·ч.

Близкие оценки дают ученые энергетической лаборатории Массачусетского университета. По их расчетам освоение геотермальной энергии в мире в ближайшие годы позволит вырабатывать электроэнергию по средней стоимости 5,4 цент./кВт·ч.

Многолетняя эксплуатация систем теплофикации в США и Франции подтверждает их эффективность. По расчетам для г. Кламант-Фолс (США) теплоснабжение на основе геотермального теплоносителя в 1,5 раза дешевле, чем при сжигании нефти, и сопоставимо по стоимости с отоплением на основе природного газа. Парижская система теплофикации, использующая воды подземного геотермального бассейна, обходится в два раза дешевле обычной, в которой вода подогревается при сжигании органических теплоносителей.

Экология. Известно, что геотермальные источники часто несут в себе растворенные газы и минеральные вещества, количество которых весьма значительно. По оценкам, для обеспечения работы ГеоТЭС мощностью 100 МВт ежегодно из недр должно поступать 100 млн т воды. С ней выносится 100 тыс. т солей хлора, 10–100 т аммиака, фтора, серной кислоты, 1000–10000 т сероводорода. В составе 1,5–5% неконденсирующихся газов, содержащихся в выходящем на поверхность паре, основную долю составляет диоксид углерода. В сточных водах ГеоТЭС могут содержаться мышьяк, ртуть и другие вредные вещества.

ГеоТЭС первых поколений сбрасывали воду в больших количествах в протекающие рядом реки, нанося серьезный ущерб животному миру и растениям. Особенно это проявилось в Новой Зеландии на реках Уайкато, Уйара-

кей. На современных ГеоТЭС и в установках теплоснабжения применяется подземно-циркуляционная система с закачкой отработанного теплоносителя в водоносный пласт. Это позволило коренным образом улучшить экологическую обстановку на геотермальных месторождениях. В России разработана технология улавливания H_2S из газовой фазы, которая отсасывается из конденсата эжектора, и окисления его кислородом воздуха до молекулярной серы в присутствии твердых катализаторов. После такой обработки загазованность атмосферы в зоне действия ГеоТЭС в тысячи раз меньше нормативного ПДК для рабочей зоны и ниже нормируемых значений ПДК для жилой зоны.

Оценка воздействия двух электростанций мощностью 1000 МВт, работающих на каменном угле и на термальных водах, выполненная в США, показывает, что ГеоТЭС, использующая пар месторождения Большие Гейзеры, выделяет ежесуточно вчетверо меньше соединений серы и в 20 раз — диоксида углерода. Значительно сокращаются вредные выбросы в атмосферу Камчатки при ее переходе на энергоснабжение от геотермальных источников. Так, ежегодное уменьшение выбросов диоксида углерода составит 1,6 млн т, сернистого ангидрида — 11 тыс. т, диоксида азота — 8 тыс.т.

ГЛАВА 5
ЭНЕРГИЯ ОКЕАНА

Колоссальные запасы энергии аккумулирует Мировой океан. Ее проявление встречается в самых разных формах: в виде приливов и отливов, в неистовой пляске штормовых волн и пришедшей за тысячи километров океанской зыби, в виде океанских течений, обеспечивающих теплом некоторые прибрежные страны, как градиенты температуры между поверхностными и глубинными слоями воды, градиенты солености между пресными водами в устьях стекающих рек и соленой морской водой и т.д. Каждая из этих форм обладает своим энергетическим потенциалом (таблица 5.1), а его совокупность выражается в энергии океана [97].

Потенциал каждого источника сопоставим с мировым уровнем потребления энергоносителей, однако степень освоения энергии океана крайне низка.

Таблица 5.1

Вид источника энергии	Мощность, кВт		Коэффициент полезного действия,%
	Потенциальные ресурсы	Технически реализуемые	
Приливы	$2{,}7 \cdot 10^{11}$	$3 \cdot 10^{10}$	35
Течения	10^{11}	$5 \cdot 10^{10}$	75
Волны	$7 \cdot 10^{13}$	$2{,}7 \cdot 10^{13}$	90
Перепады температур	$5 \cdot 10^{13}$	$2 \cdot 10^{12}$	6
Градиенты солености	$3 \cdot 10^{13}$	$2{,}6 \cdot 10^{12}$	25
Ветер	$9 \cdot 10^{13}$	$5 \cdot 10^{11}$	60
Биомасса	$3 \cdot 10^{11}$	$2 \cdot 10^{10}$	35

5.1. ЭНЕРГИЯ ПРИЛИВОВ И ТЕЧЕНИЙ

Загадочное ранее природное явление — ритмичное движение морских вод в виде приливов и отливов — объясняется притяжением Луны и Солнца, а также центробежными силами, возникающими при вращении Земли. Меньшая по массе Луна оказывает на водную поверхность океана значительно большее воздействие, чем Солнце, которое удалено от Земли в 400 раз больше по сравнению с Луной. Деформированная под воздействием гравитационного поля Луны область океана перемещается при вращении Земли и вызывает приливную волну. Изменение уровня океана происходит с суточным периодом 24 часа 50 минут и с полусуточным, равным 12 часам 25 минутам. Высота приливной волны зависит от многих факторов: особенностей движения небесных тел, характера береговой линии, расположения места наблюдения в открытом океане или у побережья, глубины воды и т.д. Даже в одном и том же месте высота приливной волны в течение месяца неодинакова. В разных местах земного шара она колеблется в пределах *0,5–20* м.

Наиболее сильные приливы возникают в мелких и узких заливах или устьях рек, впадающих в моря и океаны. Приливная волна, идущая из Индийского океана, в р. Ганг распространяется на расстоянии 250 км от ее устья. Влияние прилива в Атлантическом океане наблюдается в реке Амазонке на удалении 900 км вверх по течению.

Оценка мест, удобных для размещения электростанций, преобразующих энергию *приливной волны* (ПЭС), показывает, что в мире имеется всего два десятка таких участков. На них высота приливной волны, т.е. разность уровней воды в момент прилива и отлива, превышает 5 м, и не требуется чрезмерного объема строительных работ.

Среди них залив Фанди (Атлантическое побережье Канады) с приливом в 18–20 м; залив Фробишер на канадском острове Баффинова Земля, имеющий прилив 15,6 м; устье английской реки Северн — 16,3 м; г. Гранвиль (Франция) — 14,7 м; аргентинский порт Галегас — 13,3 м; Магелланов пролив — 13 м и другие.

Природный потенциал энергии приливов на побережьях России составляет одну треть мирового. Высота прилива в Мезенском заливе Белого моря составляет 10 м, а в Тугурском заливе и Пенжинской губе Охотского моря — 13 м.

Мощность приливной волны в одном цикле прилив — отлив определяется уравнением:

$$P = \rho\, g\, F\, H^2 / 2t, \text{ Вт}, \tag{5.1}$$

где ρ — плотность воды, кг/м^3; g — ускорение силы тяжести, м/с^2; F — площадь приливного бассейна, м^2; H — амплитуда колебаний уровня воды, м; t — продолжительность прилива, с.

Таким образом, необходимо выбирать места на побережье с высоким уровнем прилива при возможности сооружения большого замкнутого бассейна.

Энергию волны преобразуют в электрическую энергию как на ГЭС: строится плотина, в которой устанавливаются реверсивные гидротурбины. В отличие от ГЭС на приливной электростанции (ПЭС) плотина проницаема, отсутствуют затопленные территории, происходит естественный водообмен без застоя. Высота плотины немного превышает уровень воды во время прилива.

Приливная волна проходит через турбину, вращает ее, а электрогенератор вырабатывает электроэнергию. При отливе направление течения меняется, но турбина продолжает вращаться. Реверсивные турбины с электрогенератором вырабатывают электроэнергию в течение 20 часов в сутки.

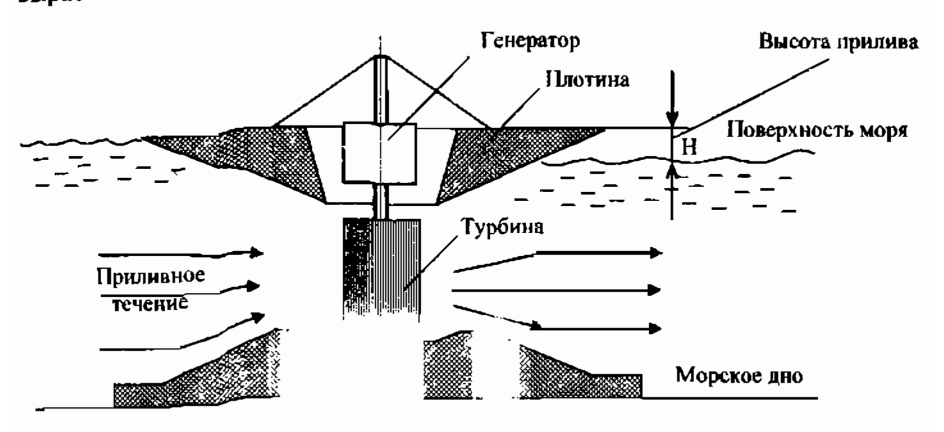


Рис. 5.1. Схема приливной электростанции

Принцип работы ПЭС понятен из рис. 5.1. Режим работы ПЭС непостоянен из-за периодичности приливов и отливов. Создание условий для равномерного производства электроэнергии предусматривает подключение ПЭС к крупным

энергетическим системам для совместной работы с электростанциями других типов. Возможно также сочетание ПЭС с энергоемкими потребителями энергии, приспособленными к суточным колебаниям нагрузки ПЭС. Кстати, российская модель ПЭС может устойчиво работать как в базисе, так и в пике графика нагрузки с гарантированной месячной выработкой электроэнергии.

Многие проекты ПЭС отмечаются большой установленной мощностью. Например, во французской бухте Монт-Сен-Мишель можно возвести ПЭС мощностью 9700 МВт, на р. Северн в Англии — 8469 МВт, природные условия позволяют в Мезенском заливе построить ПЭС мощностью 15200 МВт, в Тугурском заливе — 10300 МВт. Самой мощной в мире может стать ПЭС в Пенжинской губе — 87400 МВт [98].

Однако в настоящее время длительный период (более 30 лет) работают только ПЭС на р. Ранс во Франции — 240 МВт, российская Кислогубская ПЭС с двумя блоками по 200 кВт каждый. В 1983 г. построена ПЭС Annapolis в Канаде (20 МВт). 2 ПЭС работают в Китае: Байсхакоу — 640 кВт (1985 г.) и Джянгксия — 3900 кВт (1986 г.).

Достаточно большой срок эксплуатации имеющихся ПЭС доказал возможность их надежной работы. Показателен пример ПЭС на реке Ранс. При строительстве станции возведена плотина, в основании которой находятся 19 кессонов из непроницаемого бетона массой 3000 т каждый. Кессоны доставлены на место во время прилива, загружены песком и затоплены. Кессоны между собой соединены бетонными стенками.

Пространство между двумя плотинами вмещает 24 капсульных гидроагрегата по 10 МВт каждый. Агрегаты представляют собой пропеллерные турбины Каплана диаметром 5,5 м с горизонтальным валом и поворотными лопатками. Турбины эффективно работают независимо от направления потока воды.

Удельные капитальные затраты при сооружении ПЭС на р. Ранс оказались очень большими. Они в 2,5 раза превзошли затраты на сооружение ГЭС той же мощности. Стоимость вырабатываемой электроэнергии вполне приемлема — 5 цент./кВт· ч.

Российская технология строительства ПЭС совершенно иная. Так, блок Кислогубской ПЭС был полностью изготовлен в сухом доке и отбуксирован к месту работы, где установлен на подготовленный фундамент. Метод сооружения

ПЭС из наплавных элементов на треть снижает капитальные затраты и существенно сокращает срок ввода станции в действие. Вклад российских ученых и инженеров в развитие приливной энергетики отмечен разработкой нового эффективного и простого ортогонального гидроагрегата. Возможность его массового изготовления кардинально снижает стоимость оборудования ПЭС.

Течения. Мировой океан подвижен не только на поверхности. В его толще в различных районах существуют мощные теплые и холодные течения. Привлекает внимание Гольфстрим, зарождающийся у берегов Центральной Америки и омывающий берега Западной и Северной Европы. Средний расход воды этого течения во Флоридском проливе составляет 25 млн $м^3$ в секунду и превышает суммарный расход воды во всех реках земного шара в 20 раз. Мощность Гольфстрима в этом районе оценивается в 50000 МВт. Однако лишь часть — до 10% — этой мощности можно направить на генерирование электроэнергии. Японские исследователи пытаются преобразовать энергию течения Куросио, в других странах работы проводятся на местных течениях.

Принцип преобразования энергии течений и расчета гидроагрегатов подобен использованию энергии ветра и расчету ветротурбин, поэтому испытывались установки типа ротора Дарье, гидротурбины, предназначенные для работы в свободном потоке и погруженные под воду на глубину до 30 м. Они закрепляются либо на дне, либо на заякоренных платформах. По проектам, из-за небольших скоростей течения должны устанавливаться крупные гидротурбины с диаметром рабочего колеса до 10 м и единичной мощностью 80 МВт. Вырабатываемая электроэнергия будет несколько дороже той, что производится на ПЭС.

Австралийская фирма Tyson Turbins разработала и продемонстрировала установки малого и среднего размера модульного типа, способные развивать мощность 670 кВт и более в зависимости от глубины и скорости потока. Они испытывались во многих странах: Австралии, Мексике, США, Канаде и др.

В литературе появились сообщения о создании в США в Северо-Восточном университете Бостона принципиально нового типа турбины — геликоидальной со спиральными лопастями. Турбина способна работать при небольшой скорости потока. На испытаниях в 1996 году опытных образцов установка продемонстрировала высокую эффективность, значительно превосходящую показатели современных турбин. Разработанная турбина —

турбина Горлова — изготавливается из пластика, имеет диаметр 1 м и длину 0,84 м. Ее масса 35 кг, мощность — 2,7 кВт. На базе турбины Горлова в США разрабатывается проект электростанции мощностью 136 МВт, состоящей из 50 тысяч турбин. Стоимость проекта 300 млн долларов. Турбины с генераторами размещаются на вертикальных валах и устанавливаются на заякоренной погруженной под воду платформе. Вся станция будет размещаться на Гольфстриме у побережья Флориды.

Британская компания IT POWER разработала проект «подводной ВЭУ» с диаметром колеса 20 м, предназначенной для работы в водяном потоке со скоростью течения 2,5 м/с. Расчетная стоимость вырабатываемой электроэнергии не должна превышать 6 пенс/кВт · ч. Образец турбины проходит подводные испытания, на базе которых планируется создавать гидротурбины мощностью до 300 кВт с диаметром ротора 24–30 м.

5.2. ЭНЕРГИЯ ВОЛН

Разрушенные берега, унесенные в море песчаные и галечные пляжи, искореженные железобетонные прибрежные конструкции, громадные океанские суда с разломанным корпусом или выброшенные на скалы — такими мы видим последствия проявления энергии, которую природа вложила в волны. Человечество не только защищается от разрушительного действия морских волн, но и пытается с пользой для себя преобразовать их энергетический потенциал.

В морских волнах концентрируется энергия ветра, дующего над океанскими просторами. Энергия волны зависит от таких параметров, как длина и период волны, ее амплитуда. Период волны измеряется временем между появлением двух последовательных гребней волны в заданном районе. Длина волны L связана с ее периодом T следующим выражением:

$$L = \frac{gT^2}{2\pi} = 1{,}56T^2,\ \text{м}. \qquad (5.2)$$

Мощность волны P определяется по формуле:

$$P = \frac{\rho\ g^2H^2T}{32\pi} = 0{,}98H^2T,\ \text{кВт/м}, \qquad (5.3)$$

где ρ — плотность воды, кг/м^3; g — ускорение силы тяжести, м/с^2; H — амплитуда, м; T — период волны, с.

Расчеты показывают, что волна высотой H=1 м с периодом 5 с имеет мощность около 2,5 кВт/м, а мощность двухметровой волны с тем же периодом — 22,1 кВт/м.

Период ветровых волн меняется от 2 до 20 с, а гребень иногда поднимается на высоту до 30 м. Такие громадные волны наблюдались в 1933 и 1937 годах.

В отличие от звуковых и электромагнитных волн скорость морских волн не является постоянной. Она возрастает с увеличением периода, и поэтому одна волна может догнать другую, имеющую меньший период. Новая волна в этот момент будет больше каждой отдельной.

Время существования даже самой большой волны не превышает 2 минут. Для некоторых морей хорошо изучена энергетика волн. Так, среднегодовая удельная мощность волн для Великобритании составляет 70 кВт/м, в Северной Атлантике — 40–80 кВт/м, на побережье Индии 50–90 кВт/м, для Каспийского моря 7–11 кВт/м, Баренцева — 22–29 кВт/м, Охотского 12–20 кВт/м.

По мнению исследователей, предельные значения удельной мощности, пригодные для использования, не должны превышать 80 кВт/м.

Первый проект преобразования энергии волн появился на рубеже XVIII и XIX веков. В нем поплавок прикреплялся к одному концу рычага, имевшего опору на берегу. Второй конец рычага соединялся с рабочим органом — жерновами и приводил их в движение.

В наше время имеется широкая гамма устройств разного принципа действия, предназначенных для преобразования энергии волн всех периодов и амплитуд [99].

Часть установок использует принцип осциллирующего столба (рис. 5.2).

На схеме волна 5 попадает в приемное устройство, где уровень воды 1 поднимается, сжимает в камере находящийся над поверхностью воды воздух и проталкивает его через клапан 2 и воздушную турбину 3, связанную с электрогенератором. Затем через клапан 4 воздух попадает в атмосферу. При опускании уровня воды в камере 6 открывается другая система клапанов 7,8. Воздух из атмосферы просасывается через них и воздушную турбину. Таким образом, система клапанов позволяет создать поток воздуха через турбину в одном направлении.

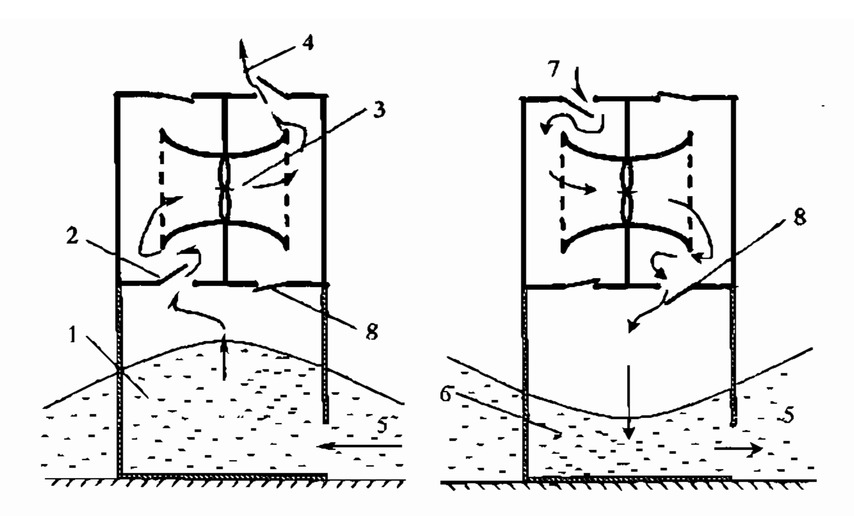


Рис. 5.2. Схема осциллирующего столба

Подобные системы могут находиться в плавающем состоянии. Экспериментальная установка мощностью 500 кВт с колеблющимся воздушным столбом была сооружена на побережье Норвегии в середине 80-х годов. Однако через короткое время разрушилась под напором штормовых волн. Более мощный волновой преобразователь 1,4 МВт сооружен на базе японского судна «Каймэй». В нем смонтированы воздушные турбины по 125 кВт.

Опробован принцип относительного перемещения отдельных узлов установки при набегании волны. Плот Коккереля, например, содержит 2–3 шарнирно соединенных плота. На них закреплены гидроцилиндры с поршнями. Колебания плотов друг относительно друга с помощью гидроцилиндра обеспечивают повышение давления в рабочей жидкости, которая затем поступает в гидротурбину и вращает ее. Эффективно преобразует энергию волны «утка Солтера» (рис. 5.3), в которой поплавок 1 колеблется относительно полого вала 2. В результате в гидроцилиндре 3 сжимается масло, а затем поступает в гидродвигатель. Плавающая система крепится к подвижной платформе 4.

Целый ряд устройств работает на принципе гибкого длинного резервуара, заполненного воздухом. Под воздействием волн эластичные стенки сосуда сжимают воздух, нагнетая его в пневмотурбину, вращающую электрогенератор.

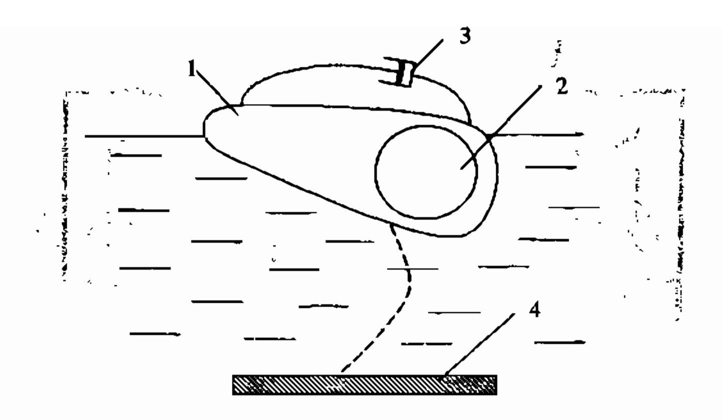


Рис. 5.3. «Утка Солтера»

5.3. АККУМУЛИРОВАННАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГИЯ

Мощный поток солнечного излучения, падающий на поверхность океана, аккумулируется громадной массой воды естественного накопителя. Гидрологические исследования показали, что между поверхностными и глубинными (до 1000 м) слоями воды устанавливается разность температур, равная в экваториальных районах океана 25–30 К, т.е. почти такая же, как нормальная геотермальная ступень в земной толще.

Эта разность температур существует и на российском побережье Северного Ледовитого океана в устьях крупных сибирских рек. В течение многих холодных месяцев температура воздуха на 30–35 К ниже, чем подледной воды. Таким образом, на базе этих двух неисчерпаемых источников с различными температурами заманчиво создать тепловой двигатель. Термодинамическая эффективность подобного двигателя невысока: идеальный цикл Карно в пределах указанных температур не превышает 7%. Однако безграничные возможности океана побуждают исследователей и конструкторов работать над совершенствованием энергетических установок.

С 1930 г., когда на Кубе была сооружена первая океанская тепловая электростанция — ОТЭС, были проведены многочисленные исследования, созданы десятки проектов опытно-промышленных установок. Некоторые из них

мощностью 50–200 кВт успешно продемонстрировали возможность вырабатывать электроэнергию, используя аккумулированную океаном теплоту.

Одновременно установлено, что кроме электроэнергии, ОТЭС могут давать питательные вещества для морских животных и растительного мира, а также полученную попутно в больших количествах пресную воду. Последнее очень важно для населения многочисленных островов, разбросанных в тропической зоне океана.

По опубликованным сведениям, термоградиентные станции постепенно увеличиваются в масштабах и вскоре появятся на коммерческом рынке. Один из проектов ОТЭС мощностью 100 МВт реализуется американскими фирмами у побережья Индии. ОТЭС должна поставлять электроэнергию на территорию Индии.

В термодинамическом плане ОТЭС могут работать по открытому и замкнутому циклам. Первый, открытый цикл был предложен Джорджем Клодом и носит его имя (рис. 5.4, а). В этом цикле рабочим телом является водяной пар. Теплая вода поверхностных слоев насосом 1 подается в предварительный деаэратор 2, где выделяется часть неконденсирующихся газов, растворенных в воде. Затем вода поступает в вакуумный испаритель 3. В этом устройстве с помощью вакуумного насоса создается разрежение такого уровня, при котором теплая морская вода мгновенно вскипает при окружающей температуре. Насыщенный пар низкой температуры очищается в деаэраторе 4 и поступает в турбину низкого давления 5, соединенную с электрогенераторм 6. При этом вырабатывается электроэнергия. Затем пар конденсируется в конденсаторе 8, охлаждаемом водой, которую насос 9 качает из глубинных слоев. Из конденсатора потребитель получает в качестве побочного продукта пресную воду 7.

Отличительной особенностью замкнутого цикла Ренкина в ОТЭС является использование в качестве рабочего тела низкокипящих жидкостей: аммиака, хладона, бутана, пропана и др. Подготовка рабочего тела происходит в теплообменнике — испарителе 2* (рис. 5.4, б), куда насос 1* закачивает теплую воду поверхностных слоев. Аммиак в газообразном состоянии попадает в турбину 3*, расширяется там, совершает работу и подается в конденсатор 5*, охлаждаемый холодной водой с глубины до 1000 м. Она подается насосом 7*, а насос 6* осуществляет циркуляцию рабочего тела в замкнутом контуре. Оба цикла испытаны в различных странах: США, Франции, Японии, Голландии [100].

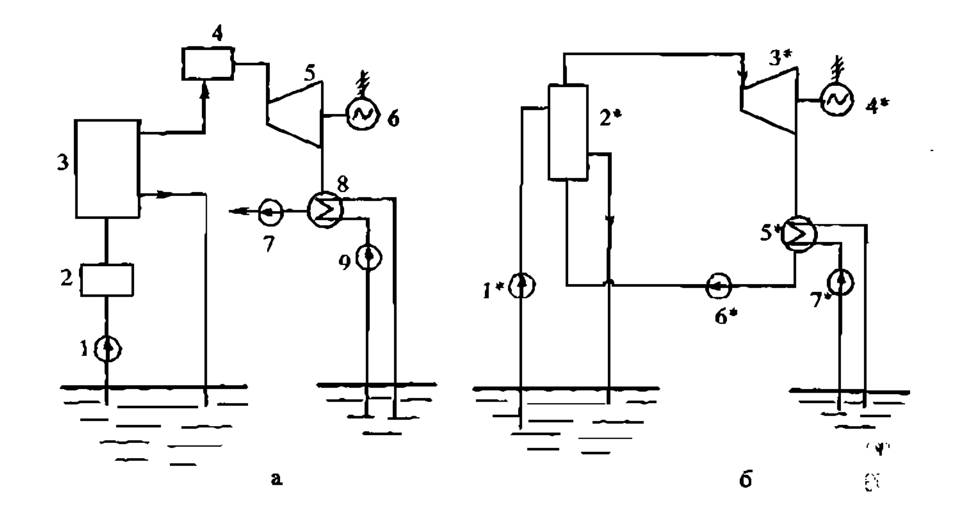


Рис. 5.4. Схема ОТЭС открытого (а) и закрытого (б) циклов

По мнению специалистов, целесообразно компоновать ОТЭС средней мощности в 40 МВт хорошо отлаженными блоками по 10 МВт. Верхний предел мощности проектных ОТЭС может достигать 400 МВт.

Применяются различные схемные решения: берегового базирования (японский остров Науру) или в открытом океане на заякоренных или плавающих судах, на шельфовых мачтах. При сооружении прибрежных ОТЭС требуется прокладка подводных кабельных линий с дополнительными затратами.

Вырабатываемая на плавучих ОТЭС электроэнергия может потребляться энергоемкими производствами, выпускающими жидкий водород, аммиак, метанол, алюминий. За счет этой энергии удобно вести добычу полезных ископаемых донного залегания.

Одной из серьезных технических проблем при реализации любого цикла ОТЭС является прокачка большого количества холодной воды с глубины 800–1000 м через конденсатор, в котором устанавливается небольшая разность температур. Обеспечить большие расходы воды можно с помощью мощных насосов и труб большого диаметра. Последние должны отличаться небольшой массой и значительной жесткостью, чтобы не деформироваться при всасывании воды. Жесткость трубопровода обеспечивается бетонными арматурными

кольцами. Оригинальным выглядит решение обеспечить положительное давление в трубопроводе, если насосы разместить у основания трубопровода в холодной зоне. Еще одно решение — монтаж трубопровода большого диаметра на башенных решетках, укрепленных на морском дне.

Выкачиваемая с глубины холодная вода насыщена сероводородом, требующим улавливания и утилизации. С другой стороны, она богата мельчайшими микроорганизмами, позволяющими выращивать ценные сорта рыбы: лосося, камбалу, американского лобстера и других. К тому же, при смешивании холодных и теплых вод создаются благоприятные условия роста морской биомассы, которая перерабатывается в метанол.

Экономические расчеты показывают перспективность ОТЭС мощностью 1 МВт для небольших населенных пунктов на островах. С учетом 30–летней эксплуатации стоимость вырабатываемой электроэнергии составит 11–19 цент./кВт·ч, в то время как дизельная электростанции на привозном топливе генерирует электроэнергию с затратами 16–44 цент./кВт·ч.

Особый интерес для России представляют арктические океанские ТЭС.

Они способны обеспечить автономное энергоснабжение отдаленных и труднодоступных районов Крайнего Севера. В этих районах в зимнее время температура держится на уровне –26°С, а сток пресноводных рек разогревает морскую воду подо льдом до 3°С. В прибрежных районах стабильная скорость ветра достигает 10 м/с. Расчеты показывают, квадратный метр поверхности океана способен обеспечить мощность 4–9 кВт.

С учетом климатических условий и экономической целесообразности местом для создания опытной АОТЭС выбран порт Диксон, расположенный на одноименном острове в Енисейском заливе. Порт важен как узел управления навигацией на трассе Северного морского пути. В период с осени до весны продолжительность работы АОТЭС составляет 6 месяцев. С определенной долей вероятности (до 50%) она продолжит безостановочную работу в апреле и ноябре [101].

Разработанный для порта Диксона проект предусматривает размещение оборудования опытной АОТЭС мощностью 210–500 кВт на списанном крейсере. Рабочим телом в замкнутом цикле АОТЭС является аммиак. Он испаряется в парогенераторе 1 (рис. 5.5) и поступает в турбину 2, связанную с электрогенератором 3. Пар рабочего вещества генерируется при теплообмене с

морской водой, которая подается насосом 8. Отработанный в турбине пар превращается в жидкость в конденсаторе 4. Она закачивается насосом 7 в парогенератор.

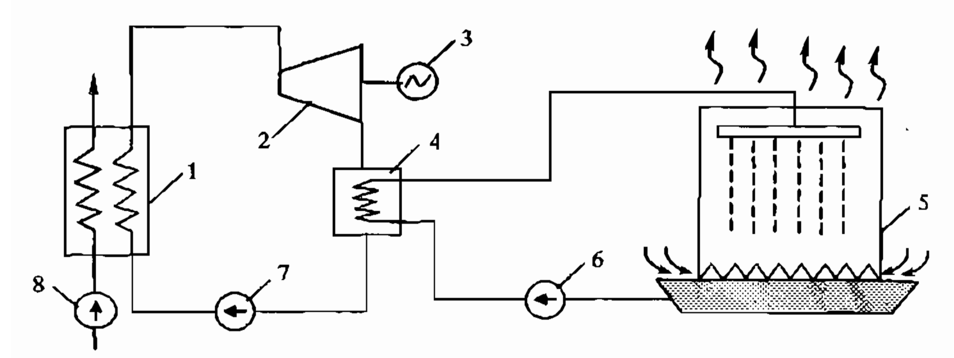


Рис. 5.5. Тепловая схема АОТЭС с промежуточным контуром охлаждения

С целью интенсификации процесса охлаждения конденсатора предусмотрен промежуточный теплоноситель (раствор хлорида натрия $NaCl_2$). Пройдя через конденсатор, промежуточный теплоноситель разбрызгивается в виде капель в оросительной градирне 5, которые контактируют с холодным воздухом и охлаждаются. Жидкий теплоноситель циркулирует по замкнутому контуру с помощью насоса 6. Дополнительная интенсификация теплообмена в градирне обеспечивается при ее продувке ветром. При этом отпадает необходимость в применении вентиляторов.

ГЛАВА 6
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕСТЕСТВЕННОГО ХОЛОДА

6.1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ХОЛОДА

Климатические условия Республики Беларусь позволяют на значительной территории заготовлять естественный лед и тем самым аккумулировать природный зимний холод [4].

Применяют три основных способа заготовки естественного льда: выборка льда из водоемов, послойное намораживание льда, намораживание льда сосульками на градирнях [102].

Лед заготавливают путем выколки или выреза из слоев, которые образовались зимой на поверхности рек, озер. Водоем должен иметь достаточно чистую воду, глубину не менее 0,75 м и удобные берега для вывозки льда.

Лед заготавливают во второй половине зимы, когда толщина его достигает 20–30 см. Для получения более ровных блоков вначале ледяное поле размечают на прямоугольники 0,8×0,6 или 1,0×0,7 м, а затем лед выкалывают ломами или выпиливают, извлекают из воды и перевозят к месту хранения.

Недостатки этого способа заготовки — низкое качество льда из-за возможной загрязненности водоемов и попадания в лед грязи во время перевозки, большие потери при хранении в результате неплотной укладки блоков, а также трудоемкость и большие первоначальные затраты.

Заготовка осуществляется на площадках, расположенных вблизи мест потребления. Лед выкладывают на площадке монолитным массивом, называемым буртом.

Площадка имеет форму прямоугольника. При подготовке ее засыпают песком или гравием слоем толщиной не менее 15 см и застилают досками, создавая уклон для стока талой воды. Для сбора и отвода стаявшей воды вокруг всей площадки на расстоянии 1 м выкапывают канаву глубиной 0,5 м. У площадки ставят временный деревянный борт высотой примерно 0,5 м и из шланга наливают тонкими слоями водопроводную воду. Толщина слоя льда, намороженного в течение суток, зависит от температуры и скорости движения воздуха. Так, при скорости ветра 1 м/с и температуре воздуха –5°С за сутки можно наморозить слой льда 15 мм, при –10°С — 30 мм, –15°С — 50 мм при –20°С — 70 мм. В ветреную погоду интенсивность намораживания возрастает в 2–3 раза.

Когда толщина слоя достигнет верхнего края борта, деревянную опалубку открывают и устанавливают на поверхность намороженного слоя на расстоянии от краев, примерно равном высоте борта. После этого приступают к намораживанию следующего слоя льда. В результате получается ступенчатый ледяной массив.

По окончании намораживания бурту придают форму, удобную для укрытия. Уступы засыпают дробленым льдом или скалывают выступы для получения ровной поверхности боковых откосов, необходимой для укрытия.

При намораживании больших буртов (более 1000 т) целесообразно применять гидромеханизированный способ. В этом случае вода разбрызгивается на площадке форсунками. Пульт управления подачи воды устанавливают в утепленной будке, расположенной вблизи площадки. Лед, намороженный гидромеханизированным способом, дешевле чем тот, который заготовлен на площадках вручную, более чем в 2 раза и в 4–5 раз дешевле льда, заготовленного из водоемов. Лед получается чистый, но мутный. Недостатки заготовки льда послойным намораживанием — трудоемкость его выколки из монолитного бурта и потери при раздроблении льда. Этот способ применяют в северной и средней климатических зонах, где можно наморозить бурт высотой 3–5 м.

Намораживание в виде сосулек применяют в местностях со сравнительно мягкими зимами, где температура не опускается ниже –2–3°С. Градирня представляет собой трехъярусное деревянное сооружение этажерочного типа высотой 6–7 м с расстоянием между ярусами 2 м. На ярусах укладывают жерди с расстоянием 25–30 см. Над верхним ярусом располагают форсунки для раз-

брызгивания водопроводной воды, которая стекает вниз и замерзает на жердях в виде сосулек.

За 3–4 дня на жердях намерзают сосульки длиной до 2 м. Их скалывают и укладывают в льдохранилище. Для облегчения скалывания применяют электронагреватели, которые обеспечивают автоматическое оттаивание сосулек. Заготовленный зимой водный лед хранят в льдохранилищах, где создают запасы, необходимые для охлаждения заданных объектов в весенне-летне-осенний период.

Льдохранилища временного типа. Они представляют собой укрытые бурты намороженного или заготовленного из водоемов льда. Площадку под льдохранилище подготавливают так же, как и перед послойным намораживанием. Форма бурта должна быть удобна для укрытия. Бурты закрывают соломенными матами, а затем засыпают тепловой изоляцией (опилки, торфяная крошка, костра, болотный мох). Для предотвращения оползания теплоизоляционного покрытия у основания бурта по всему периметру делают откосы из изоляционного материала и ставят деревянные борта.

Толщина теплоизоляционного укрытия составляет 0,5–0,75 м в северной зоне, 0,75–1,0 м в средней.

Недостатком таких льдохранилищ являются относительно большие потери от таяния льда и загрязнения укрывочными материалами. Размер потерь составляет 15–20% от количества заготовленного льда для северной зоны и 20–30% для средней. В южной зоне применять такие хранилища нецелесообразно.

Льдохранилища постоянного типа. Они представляют собой здания с ограждениями, имеющими тепловую изоляцию. Сооружение таких льдохранилищ требует больших капитальных затрат, но они окупаются.

Однако в нашей республике льдохранилища постоянного типа для естественного льда не нашли распространения и главным образом потому, что большую часть льда заготовляют способом послойного намораживания.

Количество заготовленного льда должно быть значительно больше количества льда, необходимого для охлаждения, на величину потерь при хранении, выколке, дроблении и транспортировке. Все эти потери составляют 25–40%.

6.2. Технологические процессы использования холода

К устройствам с ледяным и льдосоляным охлаждением относят ледники, ледяные склады, холодильники с решетчатыми карманами и металлическими баками, а также холодильники с циркуляцией рассола.

Ледники. Это простейшее стационарное сооружение, охлаждаемое водным льдом. В конце зимы ледники заполняют естественным льдом. В течение всего весенне-летне-осеннего сезона в ледниках поддерживается температура 4–8°С и относительная влажность воздуха около 90%.

Распространены ледники с внутренним или боковым расположением льда (рис. 6.1). Наружные ограждения ледника имеют тепловую изоляцию. Стены, разделяющие камеры с отделениями для льда, также изолируют для предотвращения выпадения влаги. Во внутренней стене внизу и вверху устраивают окна для циркуляции воздуха. Воздух охлаждается при непосредственном соприкосновении со льдом. Перед камерами устраивают тамбур с выходом на север. Для набивки ледников льдом используют специальные люки. В отделении для льда пол делают водонепроницаемым с уклоном к середине для стока и отвода талой воды. На пол кладут решетки или жерди с хворостом.

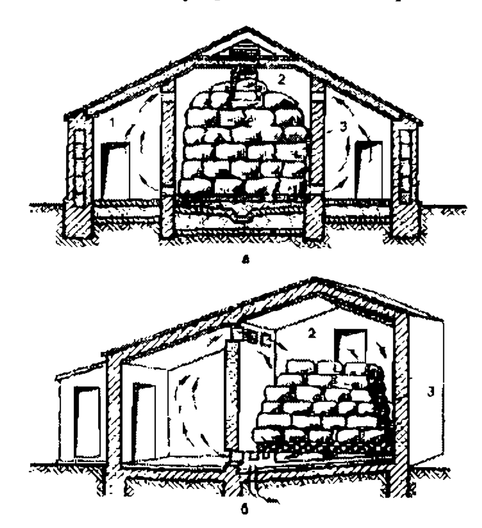


Рис. 6.1. Ледники:
а — с центральным расположением льда; б — с боковым расположением льда

Лед укладывают плотными штабелями с отступами от стен для циркуляции воздуха.

Ледяные склады. Основным видом ледяных складов является склад Крылова. Он строится из льда путем его намораживания.

Основанием склада является ледяная площадка толщиной 0,8 м, намороженная в котловане. Для возведения стен и сводчатого потолка на площадке строят деревянную опалубку, на которую намораживают лед до получения массива нужного размера. После намораживания опалубку снимают.

Площадь камер 24–30 м^2, ширина коридора 3 м, высота камер и коридора у стен 2,8 м, а в центре 3,2 м, толщина стен 2–3 м, потолка 2 м.

Снаружи ледяной массив покрывают слоем изоляционного материала типа соломенных матов, древесных опилок, торфа толщиной не менее 1 м. При укладке изоляции ее орошают водой и промораживают. Это защищает ледяной массив от подтаивания с наружной стороны, потому что теплота, поступающая снаружи в теплое время года, аккумулируется в этом случае в самом слое изоляции и расходуется на таяние льда в ней. В нижней части укрытия делают земляные откосы, чтобы изоляция не оползала. Входы в тамбуры закрывают изолированными дверями, вход в склад завешивают брезентом.

Чтобы предохранить массив от подтаивания изнутри, в складе поддерживается температура –0,5 +1,5°С. Для этого в стенках камер и коридоров устраивают ниши с решетчатыми карманами, в которые загружают льдосоляную смесь. Такие же карманы находятся в тамбуре. Под карманами ставят бочки для сбора рассола, образующегося при таянии льдосоляной смеси. С помощью льдосоляных смесей температуру в складе можно понизить до –6°С, а в северных районах до –11 –12°С. Необходимый для охлаждения лед вырубают из пола камеры и коридоров. Поэтому ежегодно в зимнее время в складах намораживают полы. В это же время промораживается оттаявший слой изоляции. Ледяные склады рекомендуется строить в северной климатической зоне.

Стоимость сооружения ледяных складов в 5–6 раз меньше стоимости обычных холодильников с машинным охлаждением. Все затраты на строительство ледяного склада окупаются за 2–3 года, а эксплуатироваться они могут 6–8 лет.

Льдохранилище, например, обеспечивает охлаждение молока практически в течение круглого года. Расход льда на 1 т молока составит с учетом потерь 0,7–0,8 м^3. Удельные затраты электроэнергии 1,5–2,0 кВт.ч на тонну молока.

В хозяйствах Курганской области (Россия) испытывался модернизированный вариант установки, содержащей проточный пластинчатый охладитель ООТ-М, систему грунтового охлаждения, артезианскую скважину с насосом подачи воды. В качестве источника холода применялся ледяной бурт. Установка обеспечивает устойчивое и быстрое охлаждение молока до требуемой температуры при любых погодных условиях при пастбищном содержании коров, снижает затраты электроэнергии, имеет высокую эксплуатационную надежность. В хозяйствах Башкирии и Архангельской области (северо-восточная зона) в качестве источника холода для охлаждения молока также используется льдохранилище, выполненное в виде льдобурта.

Расход льда на 1 т молока в пастбищный период в среднем составляет 0,65–0,7 м^3. Потери льда зависят от погодных условий и качества теплоизоляции. Энергозатраты составили в среднем 1,5–2,0 кВт.ч на 1 тонну. На молочном комплексе базового хозяйства НПО «Нива» в пригороде Саранска установлен модифицированный аккумулятор естественного холода для охлаждения молока. Он содержит осевой вентилятор для активизации процессов охлаждения. Охлаждаемая вода распыляется форсункой. При температуре наружного воздуха – 10°С производительность установки достигает 5 т/ч молока, охлажденного от 30°С до 6°С. Удельный расход электроэнергии 1,5 кВт.ч/т [103].

Испытания показали, что использование в технологической линии с предварительным охлаждением молока аккумуляторов естественного и искусственного холода водо-ледяного типа позволяет сократить удельные затраты электроэнергии на охлаждение в холодное время года до 10 раз, установленную мощность электрооборудования и хладопроизводительность холодильных установок до 3 раз. Материалоемкость аккумуляторов снижается в 6 раз, а аккумулирующая способность системы возрастает в 2 раза.

Охлаждение молока без применения холодильных установок осуществляется до 4°С, при среднесуточной температуре окружающего воздуха не выше 1°С. и до 6°С, при среднесуточной температуре окружающего воздуха 3–4°С.

Как показывает опыт эксплуатации оборудования для охлаждения молока естественным холодом, в различных регионах уровень его надежности, включая долговечность, ремонтопригодность, безотказность и сохраняемость значительно выше, чем у традиционного парокомпрессионного холодильного оборудования.

До 10–12 раз снижаются затраты на воду для охлаждения конденсаторов парокомпрессионных холодильных установок, расходные материалы (масло, фреон).

Наблюдается снижение капитальных затрат в 2–2,5 раза при внедрении энергосберегающих холодильных систем, использующих приемники и аккумуляторы естественного и искусственного холода. Применение этого оборудования позволяет в холодное время вообще отказаться от использования парокомпрессионных холодильных установок, а в теплое время года уменьшить установленную мощность холодильных установок в 2–2,5 раза. Снижается стоимость холодильных установок комбинированного типа. Использование герметичных или бессальниковых компрессоров становится возможным благодаря применению аккумуляторов холода. Это позволяет значительно повысить надежность холодильных систем.

Увеличение экономической эффективности наблюдается и за счет улучшения качества получаемого молока. Оно зависит от повышения сортности и сохранения жирности надаиваемого молока.

Повышение сортности происходит за счет увеличения доли охлажденного молока в общем количестве молока, сдаваемого фермами.

Сохранение жирности молока обеспечивается внедрением ресурсосберегающих технологий и малоемкостных систем учета и охлаждения молока в потоке с коэффициентом поточности этих систем, приближающимся к единице. При этом площадь внутренних поверхностей молочного оборудования, контактирующих с молоком, резко сокращается. Уменьшается и количество оседающего на них жира, смываемого при промывке [104].

Испытания и промышленная эксплуатация комбинированных систем охлаждения с использованием естественного (природного) холода в различных регионах России показали, что эти системы могут применяться в течение круглого года практически по всей территории. Они становятся основным средством охлаждения и обеспечения сохранности сельскохозяйственной продукции непосредственно в местах ее производства.

Охладитель молока сезонного действия. Принцип использования охлаждающего эффекта атмосферного воздуха при обработке молока лежит в основе установки ОМС-12, которая разработана НПО «Белсельхозмеханизация» [105]. Главное преимущество такой установки сезонного действия состоит в

том, что *она экологически чиста, проста по устройству и в обслуживании*, долговечна в эксплуатации. Затраты электрической энергии на охлаждение 1 т молока в 8 — 10 раз ниже по сравнению с работой серийных холодильных машин (рис. 6.2) [106].

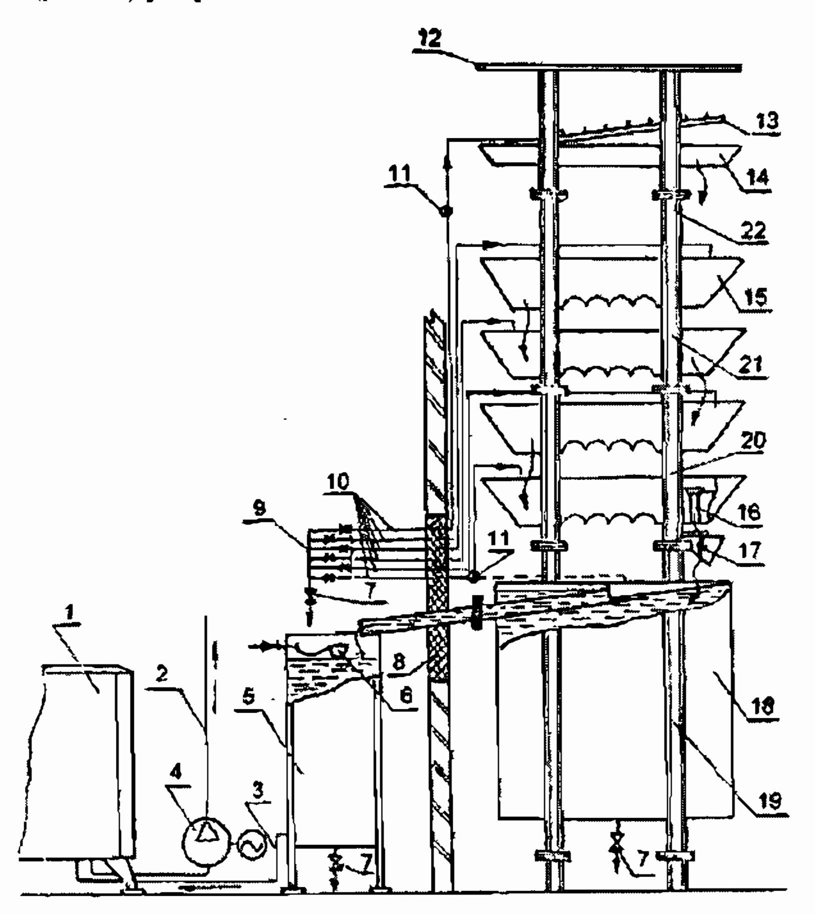


Рис. 6.2. *Охладитель молока ОМС-12: 1 — резервуар охладитель молока РПО-2,5; 2 — водопровод отепленной воды; 3 — водопровод охлажденной воды; 4 — насосный агрегат; 5 — бак-уровня; 6 — поплавок; 7 — вентиль; 8 — утеплитель; 9 — распределительная гребенка; 10 — резинотканевые рукава; 11 — двухходовой кран; 12 — крыша; 13 — душ; 14 — душевой поддон; 15 — ванна; 16 — сливное устройство; 17 — лоток; 18 — бак-аккумулятор; 19 — рама несущая; 20, 21, 22 — рама*

Охладитель молока сезонного действия с помощью атмосферного воздуха состоит из системы ванн (2–4 шт.) для охлаждения отепленной воды, душа с поддоном и отражателем, бака-аккумулятора холодной воды, установленных на общей раме за пределами молочного блока; бака-уровня, распределительной гребенки и насосной установки, размещенных внутри молочного блока. При помощи соединительной арматуры (трубопроводов) водоохлаждающая установка соединена с резервуаром-охладителем молока РПО-1,6 (РПО-2,5). Распределительная гребенка служит для подключения в работу одной или сразу всех водоохлаждающих ванн в зависимости от температуры окружающей среды. При более высокой температуре в работу может быть включено душевое разбрызгивающее устройство.

Бак-уровня служит для накопления холодной воды, поступающей из бака-аккумулятора, находящегося снаружи, и подачи ее в резервуар-охладитель молока. При этом необходимо, чтобы уровень воды в баке-уровне был на 150–500 мм выше уровня воды в рубашке охлаждения РПО-1,6 (2,5). Постоянный уровень воды в баке-уровне поддерживается поплавковым клапаном.

Компоновка составных частей охладителя предусматривается с минимальными изменениями существующей схемы охлаждения молока [теплохолодильная установка ТХУ-14 + резервуар-охладитель молока РПО-1,6 (2,5)] и незначительными строительными работами.

В зависимости от температуры наружного воздуха возможны два режима работы охладителя молока: при наличии льда в ваннах и без него.

При наличии льда в ваннах и баке-аккумуляторе отепленная вода из рубашки охлаждения РПО-1,6 (2,5) насосной установкой подается в одну из *нижних* ванн (или непосредственно в бак-аккумулятор) и растекается по поверхности льда. Соприкасаясь с ним, отепленная вода охлаждается, постепенно растапливая лед, переливается через сливную горловину и поступает в бак-аккумулятор, где также имеет контакт со льдом. Перетекая по нему, вода поступает в водосборник и далее в бак-уровня. Из бака-уровня под действием разрежения вода засасывается в рубашку охлаждения РПО. В течение длительной работы при отрицательной температуре в ваннах и баке-аккумуляторе образуется водо-ледяная смесь, что способствует быстрому охлаждению отепленной воды. При температуре окружающей среды выше 0°С отепленная вода подается в верхние ванны. Чем выше температура, тем большее количество

ванн будет задействовано в работе. При температуре атмосферного воздуха +5°С для обеспечения своевременного охлаждения молока отепленная вода подается в душевое устройство, где она распыляется и более интенсивно охлаждается. Перетекающая вода из ванн поступает в бак-аккумулятор, в котором доохлаждается и далее подается в бак-уровня — рубашку охлаждения РПО.

Применение охладителя молока ОМС-12 на МТФ позволит в течение 6-ти месяцев в году (октябрь-март) вывести из работы холодильную установку ТХУ-14 установленной мощностью Р = 6 кВт, вдвое увеличить ее срок службы и экономить ежегодно до 10 тыс.кВт·ч электроэнергии. Уровень интенсификации при использовании охладителя молока составит 35%.

ГЛАВА 7
ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

7.1. Методы получения, транспортировки и хранения водорода

Система, включающая производство, хранение, транспорт водорода и использование его в народном хозяйстве, получила название водородной энергетики. Развитие водородной энергетики зависит в значительной степени от успешного решения ряда *сложных научных и технических* вопросов: необходимо создать экономически и технически приемлемые методы получения водорода; важным аспектом является разработка систем хранения, транспортировки и распределения водорода как газообразного, так и жидкого; предстоит провести обширные исследования по эффективному использованию водорода в различных отраслях народного хозяйства.

Большая часть промышленного производства водорода основана на конверсии углеводородов и, прежде всего из природного газа. Водород также получают путем газификации угля. Эти методы имеют серьезные недостатки.

Перспективными для промышленного использования способами получения водорода являются прямой электролиз воды и разложение воды термохимически. В настоящее время разрабатывается большое число электролизеров различных типов и конструкций.

Лучшие образцы низкотемпературных электролизеров позволяют производить водород с полезным использованием затрачиваемой электроэнергии

примерно 70–80%, а для высокотемпературного электролиза этот показатель достигает 90%.

Интересен технологический метод, разработанный фирмой «Дорнье» (ФРГ), по которому электролизу подвергается не вода, а водяной пар. Преимущество этого метода состоит в том, что часть затрачиваемой на разложение воды энергии подается в виде тепла, производство которого обходится дешевле, чем производство электроэнергии.

В отличие от электролиза, при термохимических способах получения водорода, теплота источника энергии используется непосредственно для расщепления воды на ее газообразные компоненты. Эти способы более экономичны.

Фирма «Вестингауз» (США) предложила использовать комбинированный цикл, который состоит из 2-х ступеней: первая высокотемпературная (термохимическая), вторая — низкотемпературная (электролитическая). Такой подход является наиболее энергетически выгодным.

Современные масштабы производства и потребление водорода вполне удовлетворяются перевозками его в баллонах под давлением до 20 МПа. В условиях крупномасштабного производства водорода наиболее предпочтительной является его передача по трубопроводам. Этому благоприятствует его малая вязкость. По трубопроводам диаметром 1,5 м с водородом передается 20 тыс. МВт мощности. Перекачка газообразного водорода на большие расстояния в 3–5 раза дешевле, чем передача того же количества электроэнергии по ЛЭП.

Значительно дешевле обходится и его распределение между потребителями. В ряде стран накоплен опыт трубопроводного транспортирования водорода и его смесей с другими газами. Показано, что добавки водорода к природному газу повышают производительность трубопровода, особенно в зимнее время. Очень важно, что транспортирование газообразного водорода при давлениях до 10 МПа может производиться с помощью тех же технических средств, что и при передаче природного газа.

Особое внимание при создании систем хранения, передачи и распределения водорода уделяется выбору материалов. Дело в том, что при повышении чистоты водорода и давления может иметь место водородное охрупчивание металлов. С целью уменьшения затрат при хранении водорода применяются баллоны с повышенным давлением до 100 МПа, которые представляют собой

сварные многослойные сосуды, изготовленные из высококачественных материалов.

7.2. Системы использование водорода

Водородное горючее особенно привлекательно для бытового использования, когда основная масса горючего расходуется на получение теплоты. Расчеты показывают, что при многих вариантах использования водорода для бытовых целей покрытие бытовых энергетических нужд достигается с меньшими затратами, чем в случае применения электричества, даже если водород получать электролизом воды. В случае снабжения потребителей водородом, полученным из любого вида горючего с КПД 60%, что уже давно освоено промышленностью, 56% исходного горючего доводится потребителю. Это в два раза эффективнее, чем при использовании электроэнергии.

В США разрабатывается программа «Водородный дом», где обогрев осуществляется хладопламенным каталическим сжиганием водорода на декоративных панелях. Для приготовления пищи используют пористый металл или керосинку. Освещение обеспечивается соединениями водорода и фосфора, кондиционирование и выработка электроэнергии также осуществляется за счет энергии легкого газа.

Одним из наиболее перспективных устройств для водородной энергетики (в частности автономной водородной энергетики) является топливный элемент. Он представляет собой источник тока, осуществляющий прямое преобразование энергии топлива в электрическую. Достоинствами его является высокий КПД (до 80%), продолжительная непрерывная работа, определяемая в основном запасом топлива, способность к значительным и продолжительным перегрузкам без заметного снижения напряжения, бесшумность работы и отсутствие вредных выделений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Даффи Дж. А., Бекман У.А. Тепловые процессы с использованием солнечной энергии. — М.: Мир, 1977. — 420 с.
2. Колтун М.М. Солнечные элементы. — М.: Наука, 1987. — 192 с., ил.
3. Кирюшатов А.И. Использование нетрадиционных возобновляющихся источников энергии в сельскохозяйственном производстве. — М.: Агропромиздат, 1991. 96 с.
4. Шкляр А.Х. Климатические ресурсы Белоруссии и использование их в сельском хозяйстве. — Мн.: Вышэйшая школа, 1973. — 321 с.
5. Севернев М.М., Кузьмич В.В., Китиков В.О. Комбинированная гелиосистема с принудительной циркуляцией // Вести Академии наук Беларуси. Сер. физ.-техн. наук, 1995, № 2. — С. 111–115.
6. Справочник по климату СССР. — Л.: Гидрометеоиздат, 1985.
7. Климатический справочник Западной Европы. // Под ред. А.Н. Лебедева. — Л.: Гидрометеоиздат, 1979. — 630 с.
8. Тарнижевский Б.В. Определение показателей работы солнечных установок в зависимости от характера радиационного режима. // Теплоэнергетика. — М.: Изд. АН СССР, 1960, выпуск 2. — С. 18–26.
9. C.-J. Winter, R.L.Sizmann, L.L.Vant-Hull (Eds.) . Solar Power Plants. Springer-Verlag, USA. 1991.
10. Докукин И.Я. Анализ и оптимизация циклов солнечных паротурбинных электростанций. Электрические станции, 1994. № 3. — С. 40–46.
11. Стребков Д.С., Тверьянович Э.В. Концентрирующие системы для солнечных электростанций. Теплоэнергетика, 1999, № 2. — С. 10–15.
12. Доброхотов В.И., Шпильрайн Э.Э. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. Проблемы и перспективы. Теплоэнергетика, 1999, №5. — С. 2–8.
13. New Renewable Energy Sources, World Energy Council, Kogan Page Ltd., London, 1994.

14. Renewable energy systems. New solutions in energy supply. Overview 1995–1998 г. Directorate — General for Energy (DG XVII).
15. Берковский Б.М., Кузьминов В.А. Возобновляемые источники на службе человека. — М.: Наука, 1987. — 128 с., ил.
16. Solar Electricity. Edited by Tomas Markvart. UK.1996.
17. Олешкевич М.М., Лосюк Ю.А. Нетрадиционные источники энергии. Учебно-методическое пособие — Мн.: БГПА, 2001. — 128 с.
18. Hill R. PV cells and Modules. Renewable Energy World. 1998.July, vol. 1, № 1.
19. Стребков Д.С., Кошкин Н.Л. Развитие фотоэлектрической энергетики в России. Теплоэнергетика, 1996, № 5. С. 23–26.
20. Фугенфиров М.И. Использование солнечной энергии в России. Теплоэнергетика, 1997, № 4. — С. 6–12.
21. Advanced Energy Systems and Technologies. Final Report 1993–1998. NEMO-REPORT 31.1998.
22. European Guide on Regional Strategies to Promote Renewable Energy Sources. Cross Border OPET. Bavaria-Austria. 1999.
23. THERMIE — ALTENER Renewable Energy Report. Directorate — General for Energy (DG XVII).
24. Пополов А.С., Кнох А.В. Солнце под капотом. Энергия: экономика, техника, экология, 1990, № 12. — С. 6–11.
25. Грилихес В.А. Солнечные космические электростанции. Л.: Наука, 1986.
26. Осадин Б.А. SPS — американские мечты об энергии из космоса // Энергия: экономика, техника, экология, 1993, № 3. — С. 13–15.
27. Присняков В.Ф. Солнечная космическая энергетика (состояние и перспективы). Промышленная теплотехника, 1993, № 4, том 15.
28. Трифонов Ю.М. Солнечные космические станции для России. Энергия: экономика, техника, экология, 1993, № 9. — С. 14–17.
29. Тельдеши Ю., Лесны Ю. Мир ищет энергию: Пер. со словац. / Пер. М.Я. Аркина; Под ред. Ю.А. Мазитова. — М.: Мир, 1981. — 439 с., ил.
30. Севернев М.М. Энергосберегающие технологии в сельскохозяйственном производстве. — Мн.: Ураджай, 1994. — С. 221.
31. Харченко Н.В. Индивидуальные солнечные установки. — М.: Энергоатомиздат, 1991. — 208 с.
32. Данилевский Л.Н. Теплоизоляционная система с управляемыми свойствами для пассивного дома. Архитектура и строительство, 1998, №3. — С. 30–31.
33. Austin Stack, John Goulding, J. Owen Luis. Shading Systems. Solar shading for the European climates.

34. Тарнижевский Б.В., Чакалев К.Н. Системы пассивного солнечного отопления в архитектуре и строительстве. Жилищное строительство, 1994, № 7. — С. 19–20.
35. Тарнижевский Б.В. Солнечные коллекторы нового поколения. Теплоэнергетика, 1992, № 4. — С. 23–26.
36. Тарнижевский Б.В., Абуев И.М. Технический уровень и освоение производства плоских солнечных коллекторов в России. Теплоэнергетика, 1997, № 4. — С. 13–15.
37. Валов М.И. Системы солнечного теплоснабжения.
38. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. — М.: Энергоатомизат, 1990. — 392 с., ил.
39. Свен Уделл. Солнечные панели — поглотители Солнца.
40. Ачилов Б.М., Мангалжалав Ч. Холодильная гелиоустановка с твердым сорбентом. Вестник техники и технологии, 1988, № 4. — С. 5–7.
41. THERMIE . Demonstration of energy technology. Activity report. 1998. Directorate General for Energy (DG XVII).
42. Ревелл П. , Ревелл И. Энергетические проблемы человечества. М., 1995.
43. Бубнов В.П., Быков А.И., Веретенников В.Г. Потенциал нетрадиционных источников тепло- энергоснабжения. Весці АН Беларусі, 1992, № 4.
44. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра. 2-е изд. — М., 1983.
45. China boots wind power // Modern Power Systems — 1998. — 18, № 12. — С. 11. — Англ.
46. State companies urged to invest in renewable power // Modern Power Systems. — 1998. — 19. № 12. — С. 12. Англ.
47. Безруких П.П., Безруких П.П. Состояние и тенденции развития ветроэнергетики мира. Электрические станции, 1998, № 10. — С. 58–64.
48. Wind Energy — The Facts. EWEA. European Communities, 1999.
49. Ветроэнергетика Дании: история промышленного успеха. Гринпис требует:больше ветра. Danische Windenergie: Eine Industrie — Erfolgsstory Greenpeace fordert: mehr Wind! // Wind Kraft J. und Natur. Energien. — 1998. —18. № 4. — С. 24. — Нем.
50. Алексеев Б.А. Международная конференция по ветроэнергетике. Электрические станции, 1996, № 2. — С. 62–71.
51. Селезнев И.С. Конструктивные особенности проектируемых ВЭУ «Радуга-1» и «Радуга-250». Энергетическое строительство, 1994, № 6. — С. 31–34.
52. Перминов Э.М. Ветроэнергетика — проблемы и перспективы развития. Электрические станции, 1993, № 8. — С. 41–48.
53. Новое поколение ветроустановок. Мировая электроэнергетика, 1995, № 4. — С. 37–38.

54. Шакарян Ю., Алексеев Б. Развитие ветроэнергетики в России. Мировая электроэнергетика, 1995, № 3. — С. 47–48.
55. Minnesota wind farm steals Californias thunder /Giovando Carol Ann // Power. — 1998. — 142, № 5. — С.85–88. — Англ.
56. Windpark mit Weitblick / Voshage Zens// Energie Spektrum. — 1998. – №13, №11. — С. 32. — Нем.
57. Прибрежная ветровая электростанция Middelgrunden. Eskesen Mads. Renewable Energy World. 2000.3, № 3, — с. 26–28, 30–32.
58. Свейнекэмп Р. Ветроэнергетика США. Мировая электроэнергетика, 1996, № 3. — С. 32–35.
59. Риэл Рид, Поль Лего. Возможности совместной выработки электроэнергии на ВЭУ и ГЭС. Мировая электроэнергетика, 1996, № 3. — С. 27–28.
60. Процкі А.Я., Ласюк Ю.А. У пошуках энергіі. Мн.: Навука і тэхніка, 1994. — 223 с.
61. Energetishe Nutzung von Biomasse in Danemark/Busch Henry// AFZ/Waid/-1998/-53/№ 14. —С. 754 — 756. Нем.
62. Энергетическое использование леса. Zurunft Heizhold/FrommholdHeins //AFZ/ Waid/-1999.-54/№ 3 —С/ 110 — 111. Нем.
63. Renewable Energy in Spain. Balance and prospects for the year 2000. Institute para la Diversificacion y Ahorro de la Energia. IDAE Madrid,1999.
64. Биомасса как источник энергии. Под ред. С.Сауфера, О. Заборски. —М.: Мир, 1985. — С. 376.
65. Панцхава Е.С., Пожарнов В.А., Зысин Л.В., Фарберов В.Г., Шрамков В.М., Майоров Н.И., Школа И.И. Преобразование энергии биомассы. Опыт России // Теплоэнергетика, 1996, № 5. — С. 33–38.
66. Молочко Ф.И., Куликов И.С., Кузьмич В.В. Использование древесного топлива для производства тепловой энергии в Республике Беларусь. Энергоэффективность, 2000, № 3. — С. 7.
67. Skandinarrien schafft Trendumkehr di ernencbarer Energie /Sprend\ger Anton// Osterreichishe Forstztg/ 1998–109 № 11. —С. 16–17. Нем.
68. [Биологическая чистая энергия]. Willow power// European Power News / 1998/-23/ № 1. С.8. Англ.
69. Гладушко В.И., Астремин И.М.Органические отходы — неисчерпаемый источник обеспечения агропромышленного комплекса топливом // Экотехнология и ресурсосбережение, 1998, № 5. — С.14–18.
70. Бахирева Г.М. «Емеля» греет .... (Получение тепловой энергии сжиганием биотоплива. Энергия: экономика, техника, экология, 2000, № 3. —С. 42–43.
71. Зысин Л.В., Кошкин Н.Л. Газификация и сжигание биомассы в Дании. Теплоэнергетика, 1999, № 2. — С. 73–75.
72. Energy 1999. Technology Review. The Finnish Foreign Trade Association Matti Rasimus. — Finland. 1999.

73. Зысин Л.В., Кошкин Н.Л. Некоторые итоги применения растительной биомассы в энергетике развитых стран. Теплоэнергетика, 1997, № 4. — С. 28–32.
74. C.Y.Wereko-Brobby, E.B.Xagen. Biomass conversion and technology. London, 1996.
75. Паушкин Я.М., Горлов Е.Г. Получение жидких моторных топлив путем утилизации биомассы. Теплоэнергетика, 1993, № 3. — С. 15–17.
76. Энергия биомассы. Современное состояние основных технологий переработки биомассы и вопросы их коммертизации. / Saiki Takashi // Petorotekku=Petrotech.- 1999. — 22, № 1. — С. 65–69. — Яп.
77. Панцхава Е.С., Кошкин Н.Л. Биоэнергетические установки по конверсии органических отходов в топливо и органические удобрения. Теплоэнергетика, 1993, № 4. — С. 20–22.
78. Панцхава Е.С. Биогазовые технологии — радикальное решение проблем экологии, энергетики и агрохимии. Теплоэнергетика, 1994, № 11. — С. 36–42.
79. Пузанков А.Г., Бородин Е.И., Гребцов Ю.И., Кривоносов А.А., Леонов В.О. Биоэнергетическая установка для переработки навоза.
80. Biogas plants in Denmark / Lund Henrik// 7[th] Int. Energy Conf. Manama. Nov. 19[th] —21[st] , 1998: Programme and Abstr.: Energex'98.-Manama, 1998. — C.57. — Англ.
81. Necar 5 driving with methanol. Daimler Crysler Research and Technology. Prospect. Stuttgart.
82. THERMIE . Demonstration of energy technology. Activity report. 1998. Luxembourg. 1998. 44 c.
83. Biomass Gasification in Brazil. European Commission Directorate General Energy (DGXVII). Export markets for European renewable energy technologies. THERMIE.
84. Гибридные установки отопления. Kombination von Solaranlagen und Einzelofen fur Holzpellets / Astfalk Dierk // K + R : Klima und Raum. — 1998. — 66, № 10. — С. 14–15. — Нем.
85. Дворов И.М., Дворов В.И. Освоение внутриземного тепла. М.: Наука, 1984.
86. Дядькин Ю.Д. Методика расчета и пути управления параметрами геотермального гидроразрыва / Межд. симпоз. «Проблемы геотермальной энергии». Осн. доклады. — СПб., 1995. — Т.2. — С.80–97.
87. Geothermal development in the U.S.A. and future directions / Wright Phillip Michael // Energy Sources. — 1998. — 20, №8. — С. 733 — 741. — Англ.
88. Perspectives of geothermal development in Italy and the challenge of environmental conservation / Baldacci Aldo, Sabatelli Fabio // Energy Sources. — 1998. — 20, № 8. — С. 709–721. — Англ.

89. Mexican geothermal development and the future / Serrano Jaine Mario E.Vaca // Energy Sources. — 1998. — 20, № 8. — c. 743–754. — Англ.
90. Recent developments in the New Zealand geothermal industry / Hunt Trevor M. // Energy Sources. — 1998. — 20, № 8. — C. 777–786. — Англ.
91. Бронштейн А.М., Черкасов А.Г. Одноконтурная экологически чистая геотермальная электростанция. Теплоэнергетика, 1994, № 2. — С. 52–55.
92. Кирюхин В.И., Мильман О.О., Федоров В.А., Дельнов Ю.Ф. Геотермальные станции электро- и теплоснабжения. Теплоэнергетика, 1996, №4. — С. 40–43.
93. Абдулагатов И.М., Алхасов А.Б., Преобразование геотермальной энергии в электрическую с использованием во вторичном контуре сверхкритического цикла. Теплоэнергетика, 1998, № 4. — С. 53–56.
94. Федоров В.М., Скачков М.Ю. Перспективы использования подземных вод на примере Ярославской области // Геологический вестник центральных районов России, 1998, № 2–3. — С. 30–32.
95. Внутренние санитарно-технические устройства. // Справочник проектировщика. — М.: Стройиздат, 1990, ч.1. — 344 с.
96. *Отчет Института геологии НАН. Мн., 1991.*
97. Коробков В.А. Преобразование энергии океана. — Л.: Судостроение, 1986. — 279 с.
98. Приливные электростанции / Л.Б. Бернштейн, В.Н. Силаков, Б.Л.Эрлихман и др. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
99. Росс Д. Энергия волн. Л.: Гидрометеоиздат, 1981. 112 с., ил.
100. Takahashi P., Trenka A. Ocean Thermal Energy Conversion. John Wiley and Sons. 1996.
101. Докукин И.Я. Моретермальная электростанция на острове Диксон. Электрические станции, 1994, № 4.
102. Бобков В.А. Производство и применение льда. — М.: Пищевая промышленность, 1977.
103. Босин И.Н. Применение естественного холода для охлаждения молока. — Саранск, МГУ, 1989.
104. Мусин А.М., Марьяхин Ф.Г., Учеваткин А.И. Рекомендации по изготовлению и использованию установок естественного холода для охлаждения молока. — М.: Росагропромиздат, 1991.
105. Севернев М.М., Дашков В.Н., Литовский А.М. Сезонно-действующий энергосберегающий охладитель молока ОМС — 12. Сб. трудов «Энергосбережение в сельском хозяйстве». — М., 1998.
106. Коршунов Б.П., Марьяхин Ф.Г., Мусин А.М., Учеваткин А.И. Перспективы применения естественного холода в различных климатических зонах России. Сб. трудов «Энергосбережение в сельском хозяйстве». — М., 2000.

107. Кулешов Н.В., Коровин Н.В. Водородная энергетика. Способы получения водорода для электроустановок. — М.: МЭИ, 1990.
108. Подгорный А.Н. Водородная энергетика. — Киев.: Знание, 1988.
109. Подгорный А.Н. Варшавский И.Л. Приймак А.И. Водород и энергетика. — Киев: Наукова думка, 1992.
110. Deutschland. RU, 2002, № 6. —С. 4–8.

СОДЕРЖАНИЕ

Учебное издание

ЛОСЮК Юрий Андреевич
КУЗЬМИЧ Василий Васильевич

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

Учебное пособие



Шеф-редактор *А.П. Аношко*
Технический редактор *Л.Г. Левадная*
Корректор *Т.И. Луневич*

Подписано в печать 8.04.05.
Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 13,6. Уч.-изд. л. 16,1.
Тираж 1000 экз. Заказ 345.

Издатель и полиграфическое исполнение УП «Технопринт»,
ЛИ № 02330/0056932 от 30.04.04.
ЛП № 02330/0133109 от 30.04.04.
220027, Минск, пр-т Ф. Скорины, 65, корп. 14, оф. 205а.
Тел / факс 231-86-93